

**Eine Methode zur Erfassung der
Umweltwirksamkeiten und der Zuverlässigkeit
im Rahmen einer Gesamtbeurteilung
von Energieversorgungsnetzen**

von

Dipl.-Ing. Hartmut Peters

Erlangen, 1980

1980 № 371

**Eine Methode zur Erfassung der
Umweltwirksamkeiten und der Zuverlässigkeit
im Rahmen einer Gesamtbeurteilung
von Energieversorgungsnetzen**

**Dem Fachbereich Ingenieurwissenschaften
der Universität Erlangen-Nürnberg**

**zur Erlangung des Grades
Doktor-Ingenieur**

**vorgelegt von
Dipl.-Ing. Hartmut Peters**

Erlangen, 1980



Als Dissertation genehmigt von der
Technischen Fakultät
der Universität Erlangen - Nürnberg

Tag der Einreichung : 25. Februar 1980

Tag der Promotion: 4. Juli 1980

Dekan: Prof. Dr.-Ing. H. Niemann

Berichterstatter: Prof. Dr.-Ing. G. Hosemann

Prof. Dr.-Ing. G. Pfaff

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Assistent am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen - Nürnberg.

Herrn Prof. Dr.-Ing. G. Hosemann bin ich für die Anregung zu dieser Arbeit und für die freundliche Unterstützung sehr zu Dank verpflichtet, Herrn Prof. Dr.-Ing. G. Pfaff für die Übernahme des Korreferates.

Herrn Dr.-Ing. habil. R. Gretsche sowie meinen Freunden und Kollegen an der Universität Erlangen bin ich für viele anregende Diskussionen verbunden sowie für das angenehme Klima, in dem ich arbeiten konnte.

Die sorgfältige Ausführung der Bilder sowie die Reinschrift des Manuskriptes verdanke ich Frl. Zimneck.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	1
2.	Immaterielle Eigenschaften der elektrischen Übertragungsmittel	4
2.1	Optische Beeinträchtigung (Teilziel 3)	4
2.1.1	Freileitungen	4
2.1.2	Unterirdische Leitungen	11
2.1.3	Stationen	11
2.2	Geräuscentwicklung (Teilziel 1)	12
2.2.1	Freileitungen	12
2.2.2	Stationen	16
2.2.2.1	Transformatorgeräusche	16
2.2.2.2	Hochspannungs-Leistungsschalter	19
2.3	HF-Funkstörungen durch Hochspannungs-leitungen (Teilziel 2)	22
2.3.1	Systembedingte HF-Funkstörungen bei DS-Hochspannungs-Freileitungen	22
2.3.2	HF-Störungen durch HGU-Freileitungen	24
2.3.3	HF-Funkstörungen durch Funkenüberschläge	25
2.4	Verschmutzung von Boden und Grundwasser (Teilziel 5)	25
2.5	Abfuhr von Verlustwärme unterirdischer Leitungen (Teilziel 6)	27
2.6	Beeinträchtigung der Raumordnung durch Leitungstrassen (Teilziel 7)	28
2.7	Beeinträchtigung der Verkehrstrassen und fremder Trassen bei Bau, Betrieb und Instandhaltung von Hochspannungs-Freileitungen, -Kabeln und SF ₆ -Rohrleitungen (Teilziel 4 und 8)	29
2.8	Beeinflussung durch elektromagnetische Felder	32
2.9	Beeinflussung von Fernmeldeeinrichtungen durch Starkstromanlagen	34
2.10	Wirkungen der Kurzschlußströme	35

II

3.	Entwicklung des Verfahrens "Wirksamkeitsanalyse"	37
3.1	Bewertungsmethoden zum Vergleich von Alternativen	38
3.1.1	Kosten-Wirksamkeitsanalyse	38
3.1.2	Nutzwertanalyse	39
3.1.3	Kosten-Nutzen-Analyse	40
3.2	Wirksamkeitsanalyse	41
3.3	Ermittlung der Wirksamkeitspunkte	42
3.3.1	Datenbogen für elektrische Übertragungsmittel	43
3.3.1.1	Teilziel 1: Möglichst geringe Entwicklung direkt hörbarer Geräusche	46
3.3.1.2	Teilziel 2: Möglichst geringe Hochfrequenzstörungen	50
3.3.1.3	Teilziel 3: Möglichst geringe optische Beeinträchtigung	51
3.3.1.4	Teilziel 4: Möglichst geringe Behinderung von Verkehrstrassen durch Baustellen	52
3.3.1.5	Teilziel 5: Möglichst geringe Verschmutzung von Boden und Grundwasser	54
3.3.1.6	Teilziel 6: Möglichst geringe Bodenerwärmung durch Verluste	54
3.3.1.7	Teilziel 7: Möglichst geringe Beeinträchtigung der Raumordnung	55
3.3.1.8	Teilziel 8: Möglichst geringe Beeinträchtigung von fremden Trassen bei Bau, Betrieb und Instandhaltung	55
3.3.2	Bewertungsfragebogen zur Einschätzung immaterieller Eigenschaften	56
3.3.2.1	Teilziel 1: Möglichst geringe Entwicklung direkt hörbarer Geräusche	57
3.3.2.1.1	Freileitungen	57
3.3.2.1.2	Transformatoren und Kühlstationen	60
3.3.2.1.3	Hochspannungs-Leistungsschalter	61
3.3.2.2	Teilziel 2: Möglichst geringe Hochfrequenzstörungen	61
3.3.2.3	Teilziel 3: Möglichst geringe optische Beeinträchtigung	61
3.3.2.3.1	Optischer Gesamteindruck von Kabeln und Freileitungen	61
3.3.2.3.2	Optischer Eindruck von oberirdisch verlegten SF ₆ -Rohrleitungen	65

3.3.2.4	Teilziel 4: Möglichst geringe Behinderung von Verkehrstrassen durch Baustellen	67
3.3.2.5	Teilziel 5: Möglichst geringe Verschmutzung von Boden und Grundwasser	68
3.3.2.6	Teilziel 7: Möglichst geringe Beeinträchtigung der Raumordnung	70
3.3.2.7	Teilziel 8: Möglichst geringe Beeinträchtigung von fremden Trassen bei Bau, Betrieb und Instandhaltung	71
3.3.3	Gewichtungsbogen	72
3.3.4	Ergebnisse der Gewichtungen und Einschätzungen	73
3.3.4.1	Statistische Auswertung der Ergebnisse	75
3.3.4.2	Erläuterungen der Ergebnisse	79
3.3.4.2.1	Gewichtsfaktoren	79
3.3.4.2.2	Einschätzungen im Bewertungsfragebogen	80
3.3.5	Ermittlung der Teilzielerträge	87
3.3.5.1	Teilziel 1: Möglichst geringe Entwicklung direkt hörbarer Geräusche	88
3.3.5.2	Teilziel 3: Möglichst geringe optische Beeinträchtigung	95
3.3.5.3	Teilziel 4: Möglichst geringe Behinderung von Verkehrstrassen durch Baustellen	99
3.3.5.4	Zielerträge für die Teilziele 5, 7, 8	101
4.	Gesamtbeurteilung von Energieversorgungsnetzen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Wirksamkeit	102
4.1	Barwerte	102
4.2	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie	104
4.2.1	Erwartungswert der Ausfallenergie	105
4.2.1.1	Ausfallenergie durch störungsbedingte Ausfälle ohne und mit Wartung	105
4.2.1.2	Programm zur Zuverlässigkeitsberechnung	110
4.2.2	Einfluß der Datenungenauigkeit auf den Erwartungswert der Ausfallenergie	114
4.2.2.1	Ungenauigkeit der Zuverlässigkeitskenn- daten von Betriebsmitteln	114
4.2.2.2	Dichtefunktion des Erwartungswertes der Ausfallenergie	116
4.2.3	Statistisch zu erwartende Ausfallenergie	119
4.2.3.1	Verteilung der Gesamt-Ausfallzeit während eines Beobachtungszeitraumes	120

4.2.3.2	Verteilung der Ausfallenergie	123
4.2.3.3	Dichtefunktion der statistisch zu erwartenden Ausfallenergie	127
4.2.4	Ausblick für Zuverlässigkeitsuntersuchungen	131
4.2.5	Bewertung der Zuverlässigkeit	131
4.3	Wirksamkeitspunkte	143
4.4	Zusammenfassung der Bewertungsmaßstäbe	143
5.	Zusammenfassung	146
6.	Literatur	149
Anhang I		
Addition der Schallpegel L_{pi} einzelner Leiter i zum Gesamtschallpegel		162
Anhang II		
Für die Hauptstudie entwickelte Wirksamkeitsanalyse zur Untersuchung der Umweltfreundlichkeit elektrischer Modellnetze zur Hochleistungsübertragung		163
Anhang III		
Herleitung der Verteilungsfunktion der Ausfalldauer bei konstanter Ausfallrate		162
Anhang IV		
Bedingungen für die vereinfachte Berechnung der Doppelausfallzeit zweier Netzkomponenten		189
Anhang V		
Herleitung der Standardabweichung aus der Dichtefunktion		191
Anhang VI		
Allgemeine Lösung für die Faltung unterschiedlicher Exponentialfunktionen		192

1. Einleitung

Der steigende Energiebedarf erfordert immer mehr den Einsatz leistungsstarker Übertragungen, deren Auswirkungen auf die Umwelt besonders bei der Versorgung dicht besiedelter Gebiete einer wachsenden Aufmerksamkeit begegnet /1,2,3/. Daher wird bei der Beurteilung von Netzausbauvarianten in neueren Gutachten /4,5/ neben den technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten auch untersucht, mit welchen Umwelteinflüssen bei den betrachteten Planungsalternativen zu rechnen ist. Derartige Betrachtungen können als zusätzliche Planungshilfe dienen.

Für die Planung der elektrischen Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland sind die durch das Energiewirtschaftsgesetz /6/ gestellten Forderungen maßgebend. Danach sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) verpflichtet, die "Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten". Der Begriff "sicher" bedeutet, daß die elektrische Energieversorgung möglichst gefährdungsfrei, in ausreichendem Maße und zuverlässig erfolgen soll. Um diesen Ansprüchen zu genügen, begnügt man sich bei der Planung nicht allein mit Wirtschaftlichkeitsrechnungen, sondern versucht in zunehmendem Maße auch die Zuverlässigkeit zu erfassen und darüber hinaus Umweltgesichtspunkte zu berücksichtigen.

Zuverlässigkeitsuntersuchungen werden zum Vergleich unterschiedlicher Netzstrukturen /7/, zur Ermittlung von Schwachstellen im Netz oder zum Versuch einer quantitativen Netzoptimierung herangezogen /8/.

Die vorliegende Arbeit befaßt sich mit der "Wirksamkeitsanalyse". Sie erlaubt erstmals eine quantitative Bewertung der vielen unübersehbaren Umwelteinflüsse durch Energieversorgungsnetze, die intuitiv nicht mehr summarisch abgeschätzt werden können. Die Bewertungsmethode wurde vom Arbeitskreis 4 "Bewertungsgrundlagen" der Studie "Elektrische Hochleistungsübertragung und -verteilung in Verdichtungsräumen" /9,10,11/, dem der Autor angehörte, entwickelt.

Die Aufgabe der Studie bestand darin, konventionelle und neuartige Techniken der Hochleistungsübertragung zur Versorgung dicht besiedelter Gebiete nach ihren technischen, betrieblichen, wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie nach Umwelt- und Raumordnungsfragen zu bewerten. Zur Versorgung westdeutscher Verdichtungsräume mit den im Jahr 2000 etwa zu erwartenden Lastdichten wurden Modellnetze entwickelt und anhand der Wirtschaftlichkeitsrechnung, der Zuverlässigkeits- und der Wirksamkeitsanalyse beurteilt. Die Unterteilung in diese drei Bewertungsmethoden legt nahe, daß in der Wirksamkeitsanalyse nur die Eigenschaften erfaßt werden, die nicht monetär bewertbar sind. Solche Eigenschaften werden Wirksamkeiten genannt.

Während in /9/ die Methodik der Wirksamkeitsanalyse in einem kurzen Abriß dargestellt wird, enthalten die folgenden Abschnitte 2 und 3 darüber hinaus Untersuchungen, in denen

- die nicht monetär bewertbaren Eigenschaften von Übertragungsmitteln ermittelt werden (Abschnitt 2),
- zur Lösung der vorliegenden Aufgabe die Bewertungsgrundlagen bekannter Nutzen-Kosten-Untersuchungen herangezogen werden (Abschnitt 3.1),
- die objektiven Daten gesammelt werden, die die Auswirkungen der Übertragungsmittel betreffen (Abschnitt 3.3.1),
- die Auswirkungen anhand wesentlicher Bewertungskriterien eingeschätzt werden (Abschnitt 3.3.2, 3.3.3),
- die subjektiven Einschätzungen statistisch ausgewertet werden (Abschnitt 3.3.4),
- die objektiven und subjektiven Daten zur Ermittlung der Wirksamkeitspunkte verknüpft werden (Abschnitt 3.3.5).

Eine Gesamtbeurteilung mehrerer Netzalternativen nach den genannten drei Bewertungsmethoden ist erst möglich, wenn

die meist recht genau bestimmbaren Investitionskosten und die Ergebnisse der Zuverlässigkeits- und der Wirksamkeitsanalyse mit ihren Streubereichen vorliegen. Im Abschnitt 4 wird daher untersucht, welche Genauigkeit die drei Bewertungsergebnisse aufweisen und ob sie sich zu einer Gesamtaussage zusammenfassen lassen. Das Ergebnis der Wirksamkeitsanalyse wird durch den Mittelwert und den Vertrauensbereich dargestellt, mit dem die Streuung der notwendigen individuellen Einschätzungen berücksichtigt wird. Die Ermittlung der Streuung von Zuverlässigkeitsergebnissen ist dagegen problematisch. Außer dem Einfluß der Ungenauigkeit der Zuverlässigkeitskennndaten von Betriebsmitteln auf das Ergebnis der Zuverlässigkeitsuntersuchungen ist vor allem zu berücksichtigen, daß die Zuverlässigkeit selbst eine mit großer Streuung behaftete statistische Größe ist.

2. Immaterielle Eigenschaften der elektrischen Übertragungsmittel

Die im Abschnitt 3 ausführlich beschriebene Wirksamkeitsanalyse dient zur Beurteilung aller nicht monetär bewertbaren Eigenschaften von Modellnetzen zur elektrischen Energieversorgung. Diese Bewertung ist nur möglich, wenn man zunächst die unterschiedlichen Eigenschaften der Übertragungsmittel betrachtet, aus denen sich die Netze zusammensetzen. Im Abschnitt 2 werden daher sämtliche Eigenschaften untersucht, die möglicherweise überhaupt nicht oder nur teilweise in Geld bewertet werden können. Dabei werden die in /9/ untersuchten konventionellen und neuartigen Hochleistungsübertragungen, Transformatoren und Schalter berücksichtigt. Die Eigenschaften und Auswirkungen, aus denen sich die Bewertungskriterien der Wirksamkeitsanalyse ableiten, werden als Einführung in die zu erfassenden Einflüsse der Beschreibung des Verfahrens vorangestellt.

2.1 Optische Beeinträchtigung (Teilziel 3)

2.1.1 Freileitungen

Schon 1941 wurden Richtlinien zur architektonischen Gestaltung von Freileitungen und Trassen erarbeitet, die derzeit noch zutreffen /12/. Die frühzeitigen Bemühungen um eine optisch günstige Wirkung der Freileitungen wurden in zahlreichen weiteren Untersuchungen /12 - 19/ intensiv fortgesetzt. Dennoch ist die optische Beeinträchtigung im Vergleich zu den anderen Freileitungseinflüssen als zur Zeit wichtigstes Problem anzusehen. Die vielen Verbesserungsvorschläge sind im wesentlichen unter den Schwerpunkten

- ästhetische Mastgestaltung
- optisch günstige Trassierung
- natürliche Anpassung an die Umgebung
- Maßnahmen zur Tarnung

zusammenzufassen.

Unauffällige und ästhetische Masten lassen sich erreichen, indem man

- schlanke, gut proportionierte Formen wählt,
- den Mast nach oben in einer Spitze auslaufen läßt,
- Mastformen mit betonten Schrägen vermeidet (V-, X-Form, schräg hängende Isolatoren),
- möglichst einfache, ungekünstelte Traversen horizontal in den Mast einbindet,
- bei mäßiger Gewitterhäufigkeit nur 1 Erdseil an der Mastspitze aufhängt,
- die Verstrebungen und Gitterfelder gegenüber den Eckstäben zurücktreten läßt,
- die Eckstäbe sich zur Spitze hin zunehmend neigen läßt ähnlich der ästhetisch empfundenen Form des Eiffelturms,
- die oberen Traversen gegenüber den unteren verjüngt wie z. B. beim Donaumastbild,
- ein möglichst durchsichtiges Mastprofil anstrebt,
- bei Stahlmasten auf möglichst einheitliche Struktur und Dichte im Gitterwerk achtet,
- nur im unteren Mastteil notwendige Verstrebungen in X-Form vorsieht und ansonsten Diagonalverstärkungen bevorzugt.

Einige Masten für Sonderanwendungen wirken besonders plump und sind daher durch günstige Trassierung möglichst zurückzudrängen. Hierbei ist anzustreben, daß man

- Tragmasten gegenüber Abspannmasten bevorzugt,
- Sondermasten, die z. B. bei Fluß- oder Waldüberquerungen vorkommen, möglichst vermeidet,
- von Verdrillungsmasten, Abzweigmasten, Kabelaufführungsmasten, Masten mit HF-Spulen möglichst absieht.

Zur Versorgung städtischer Gebiete

- sollte die Trasse durch Industrieviertel oder andere Gebiete mit allgemein mäßigen Umweltansprüchen gezogen werden,
- ist es teilweise angebracht, Leitungstrassen entlang von Straßen, Eisenbahnen und Kanälen zu führen, um Kontraste zu schaffen,
- sollten eine wünschenswerte Ringbildung von Hochspannungsleitungen in angemessenem Abstand von Wohngebieten erfolgen und Mehrfachleitungen bevorzugt werden.

Ob eine Waldschneise oder Waldüberspannung bei der Kreuzung von Waldgebieten vorzuziehen ist, kann nicht allgemeingültig beantwortet werden. Diese Entscheidung muß wie in den erwähnten Fällen nach den örtlichen Gegebenheiten abgewogen werden. In den meisten Fällen dürfte eine Waldschneise als günstiger empfunden werden; in Schweden achtet man sogar darauf, daß die Masten die Baumgipfel möglichst wenig überragen

Mit der Trassenwahl ergibt sich das Problem der Leitungshäufung, die nach mehrheitlicher Auffassung durch eine weniger auffällige und Platz sparende Trassenbündelung zu vermeiden ist. In dieser Frage werden im wesentlichen folgende Ansichten vertreten:

- Wenige, große Leitungen sind einer größeren Anzahl von kleinen Leitungen vorzuziehen.
- Die optische Wirkung paralleler Leitungen verhält sich proportional zum natürlichen Logarithmus der Anzahl der Leitungen ähnlich dem Weber-Fechnerschen Gesetz.
- Leitungen wenig unterschiedlicher Nennspannung im gleichen Gebiet sind daher möglichst parallel zu führen.
- Bei Parallelführung sind gleiche Mastformen und -größen sowie gleiche Seildurchhänge und Maststandorte der parallelen Leitungen anzustreben. Dies gilt ebenfalls für Leitungshäufungen in der Nähe von Stationen.

Bei der Wahl einer optisch günstigen Trasse wird empfohlen

- Landschaftsschutzgebiete, Gebiete von hohem architektonischen und historischen Wert zu umgehen,
- durch eine möglichst geradlinige Trassierung Abspannmaste zurückzudrängen,
- Aussichts- und Kuppenlagen zu vermeiden,
- längs von Flüssen einen Abstand vom Ufer zu wahren, damit das Ufergehölz beibehalten oder fortgepflanzt werden kann,
- Vielfachleitungen anstelle mehrerer Doppelleitungen vorzuziehen,
- in flachen und wenig bepflanzten Gebieten die Hochspannungsleitungen möglichst weitgehend unabhängig von kleinen Niederspannungsleitungen laufen zu lassen,
- die Schutzstreifen paralleler Freileitungen sich überlappen zu lassen, um die nur bedingt nutzbare Trasse möglichst schmal zu halten.

Niedrige Mastkonstruktionen haben zwar meist ästhetisch weniger befriedigende Formen, lassen sich jedoch besser verbergen, wodurch sich leichter eine Leitungsführung mit optisch gutem Gesamteindruck finden läßt.

In landwirtschaftlich geprägten Ebenen

- sollten die Trassen entlang den natürlichen Landschaftsgrenzen geführt werden, z. B. nahe von Waldrändern, wo die Leitungen weniger auffallen oder so, daß die Bodennutzung weitgehend unbehindert bleibt,
- stört bei nur inselartigem Waldvorkommen ein Trassenaufhieb weniger den Landschaftscharakter als eine Waldüberspannung.

In forstwirtschaftlich geprägten Berglagen

- können Leitungen weitgehend der Sicht entzogen werden, wenn sie in Waldschneisen im unteren Hangbereich günstig trassiert werden,
- wird die Landschaft bei einer notwendigen Trassenquerung über eine Bergkuppe weniger beeinträchtigt, wenn statt einer Waldüberspannung die Leitung in einer Schneise geführt wird.

Die Leitungen fallen weniger auf, wenn sie durch umgebenden Bewuchs abgeschirmt und ungezwungen in die Landschaft eingegliedert werden, wodurch sich der optische Gesamteindruck wesentlich verbessern läßt. Im einzelnen werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- Bei der Führung durch Waldschneisen ist durch gebrochene Begrenzungslinien eine gute Abschirmung der Leitung anzustreben und für eine möglichst geringe Lichtung der Bäume und hohes Strauchwerk zu sorgen.
- Bäume in unmittelbarer Nähe von Leitungen sollten nur soweit sicherheitstechnisch erforderlich beschnitten werden.
- An Berghängen herunterführende Leitungskorridore oder Waldschneisen sollen nicht etwa in rechtem Winkel Straßen oder Bahnlinien kreuzen, sondern vielmehr möglichst gut verborgen an die Ränder der Straßen und Bahnlinien herangeführt werden. Hierbei sind weniger auffällige niedrige Leitungen mit kurzen Spannungsfeldern zu bevorzugen.
- Als Hintergrund von Leitungen sind möglichst Bäume und Hügel zu wählen.
- Durch unschematische Umpflanzung kann der optische Eindruck von Masten verbessert werden.

Letztlich läßt sich durch Hilfsmittel der Tarnung erreichen, daß Leitungen noch weniger auffallen, indem

- der metallische Glanz der Leiter und Armaturen durch Galvanisierung des Stahls vermindert wird,

- Aluminiumstahl verwendet wird, der unter Einwirkung der Atmosphäre eine grünbraune, matte Oxidoberfläche erhält,
- für Anstriche der Masten matte Farbtöne gewählt werden, die wenig von der im Hintergrund vorherrschenden Farbe abweichen,
- die reflektierende Wirkung von Leiteroberflächen durch Sandstrahl-Behandlung verringert wird,
- Porzellan-Isolatoren, harmonisch auf den Hintergrund abgestimmt, eingefärbt werden. Glas-Isolatoren sind gegen den Himmel weniger sichtbar als andere Isolatorarten. Ebenfalls sind die sehr schlanken Kunststoffisolatoren günstig.

Der Einfluß der Masthöhe hängt von verschiedenen Faktoren ab. Höhere Masten fallen stärker auf, lassen aber weitere Spannweiten zu, was sich in einer geringeren Anzahl von Masten auswirkt. Außerdem hängt die Sichtbarkeit wesentlich vom Beobachtungsstandpunkt gegenüber der Leitung ab. Bei gleicher oder niedrigerer Standorthöhe machen sich höhere Masten stärker bemerkbar als für Beobachter, die auf die Leitung hinuntersehen.

Zur Beurteilung der Freileitungen in ihrer Umwelt liegen auch quantitative Ansätze vor. Nach [20] können Freileitungen durch einen Ästhetik-Faktor beurteilt werden, der das Verhältnis zwischen der Höhe der Leitung h zur Mastkopfbreite b berücksichtigt und dann am günstigsten sein soll, wenn das Verhältnis h/b dem Teilungsverhältnis 1,62 wie beim "Goldenen Schnitt" entspricht. Damit läßt sich die optische Wirkung einer Freileitung jedoch nur ganz grob ausdrücken, da für die gesamte ästhetische Betrachtung noch weitere Gesichtspunkte maßgeblich sind. Für den Ästhetik-Faktor y wird nach [20] Gleichung (2.1) vorgeschlagen.

$$y = \frac{1}{\frac{1,16}{h/b} + \frac{(h/b)^3}{15}} \quad (2.1)$$

Der Ästhetik-Faktor erreicht beim "Goldenen Schnitt" $h/b = 1,62$ den Maximalwert $y_{\max} = 1$. Bild 2/1 zeigt wie der Faktor y nach Gleichung (2.1) gegenüber dem ästhetischen Verhältnis 1,62 bei variablem h/b abweicht.

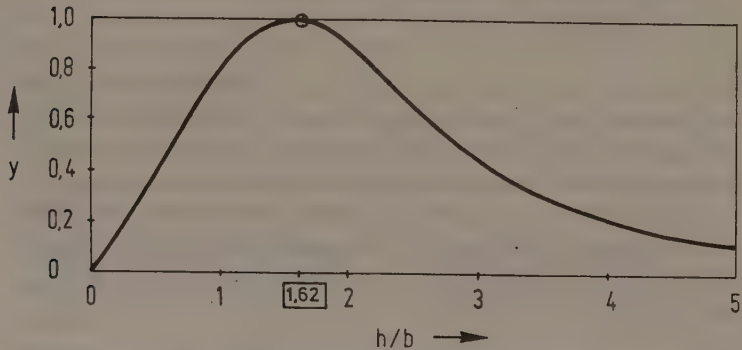


Bild 2/1 Ästhetik-Faktor y nach Gleichung (2.1)
abhängig von h/b / 2C/

Die optische Beeinträchtigung λ einer Leitung hängt nach /21/ ab von

- dem Winkel α , unter dem die Leitung gesehen wird,
- Der Schlankheit a der Leitung, die durch das Verhältnis zwischen Breite und Höhe ausgedrückt wird,
- der ästhetischen Erscheinung der Mastkonstruktion, deren Einfluß jedoch in /21/ unberücksichtigt bleibt,
- der Anzahl i parallel laufender Leitungen.

Damit wird der Einfluß auf das Landschaftsbild λ nach /21/ durch Gleichung (2.2) angegeben:

$$\lambda = \frac{a^2 \cdot i^{2/3}}{a^{2/3}} \quad (2.2)$$

In /22/ wird vorgeschlagen, mittels eines Programms die Umgebungsbeeinflussung ortsabhängig quantitativ zu ermitteln und daraus die günstigste Trassenführung zu bestimmen.

Der Nutzen derartiger Formeln kann nur begrenzt sein, da sie die auf den Seiten 5 bis 9 vorangestellten und im Allgemeinen anerkannten Grundsätze nicht oder nur ganz unvollkommen enthalten.

2.1.2 Unterirdische Leitungen

Eine optische Beeinträchtigung durch unterirdische Leitungen ergibt sich durch einen bis zu 10 m breiten Schutzstreifen, der für Reparaturarbeiten nicht bebaut und nur in beschränktem Maße bepflanzt werden darf, wodurch sich je nach Umgebung ein als Trennungslinie wirkender Korridor ergeben kann.

2.1.3 Stationen

Die optische Beeinträchtigung hängt nicht nur vom Aufbau und der Lage der Stationen ab, sondern ganz wesentlich davon, wie man die in Stationsnähe dicht zusammenlaufenden Leitungen möglichst unauffällig in die Stationen einmünden läßt /23/. Stationen sollten daher dort errichtet werden, wo sie am geringsten sichtbar sind und sich zugleich die Leitungen günstig trassieren lassen.

Die optische Wirkung von Stationen kann im wesentlichen durch Verminderung des Flächenbedarfs und der Höhe sowie durch einfachere Schaltanlagenbauweise verbessert werden.

Zu den architektonisch gestaltenden Maßnahmen gehört das Ausheben einer Bodensenke, wodurch die sichtbare Höhe re-

duziert wird oder eine Abschirmung durch künstliche Erdwälle, die bepflanzt werden /24/. Außerdem läßt sich die Stationshöhe, die wesentlich die Sichtbarkeit bestimmt, durch eine entsprechende technische Ausführung mit vergrößertem Flächenbedarf verringern. Der starke Umwelteinfluß der Leitungen in Stationsnähe ergibt sich durch plump wirkende Endmasten und durch eine räumlich wahllose, unsymmetrische Anordnung der Masten. Er kann durch Parallelführung der Leitungen in Stationsnähe erheblich verbessert werden. Hierbei sind möglichst Masten gleicher Form und Höhe sowie gleiche Spannweiten und Seildurchhäng zu wählen. Außerdem sind die Endmaste räumlich symmetrisch zu errichten, wobei die Masttraversen parallel zur Längsachse der Stationen ausgerichtet sein sollen. Stattdessen ist es auch möglich, die Endmaste unter Ausnutzung der Geländeverhältnisse in angemessenem Stationsabstand zu errichten, so daß sie dem Blick weitgehend verborgen und entzogen sind. Die nähere Zuführung zur Station kann in geeigneter Weise durch niedrige Sondermasten mit horizontaler Leiteranordnung erfolgen /19, 23/.

2.2 Geräuscentwicklung (Teilziel 3)

2.2.1 Freileitungen

Besonders Freileitungen mit Nennspannungen über 380 kV entwickeln hörbare Geräusche, die auf Menschen in naher Umgebung beeinträchtigend wirken können. Die Geräusche werden durch die Freileitungskorona infolge hoher Feldstärken an der Leiteroberfläche verursacht. Sie hängen im wesentlichen von folgenden Größen ab:

- Nennspannung
- Leitungskonfiguration
- Anzahl und Durchmesser der Teilleiter
- Rauigkeit, Alterungszustand und Feuchteverhalten der Leiteroberfläche
- Temperatur, Druck, Regen, Schnee und Rauheif.

Das Frequenzspektrum der Freileitungsgeräusche setzt sich aus einem breitbandigen weißen Rauschen /25/ und bei Drehstrom-Freileitungen einem überlagerten Maximum bei der doppelten Betriebsfrequenz zusammen /26, 27/. Die frequenzabhängige Empfindlichkeit des menschlichen Ohres wird bei der Messung der Geräuschpegel in dB(A) durch ein entsprechend gewichtetes A-Filter berücksichtigt.

Die Schalldruckpegel von Hochspannungs-Freileitungen können mit Hilfe semiempirischer Formeln /9, 28, 29/ angenähert berechnet werden. Sie hängen bei einer Freileitung konstanter Spannung von der Anzahl n der Teilleiter vom Bündelradius und vom Teilleiterdurchmesser d ab. In Tabelle 3/1 werden Schalldruckpegel angegeben, die nach folgenden Gleichungen /28/ berechnet wurden. Der Schalldruckpegel L_p /dB(A) von HDÜ-Leitungen (Hochspannungs-Drehstrom-Leitungen) bei Regenwetter wird für jeden Leiter getrennt im Aufpunkt (1,5 m über der Erdoberfläche) berechnet:

$$\frac{L_p}{dB(A)} = \frac{L_{po}}{dB(A)} + 0,475 \frac{d}{m} + 7,6 \ln(n) - 4,4 \ln\left(\frac{D}{m}\right) \quad (2.3)$$

L_{po} /dB(A) = Geräuschpegel als Funktion der maximalen Randfeldstärke E_R des Leiters nach Bild 2.2

d = Teilleiterdurchmesser

n = Teilleiterzahl im Bündel

D = Abstand des Aufpunktes vom Leiter

Der gesamte Geräuschpegel der Leitung ergibt sich nach Gleichung (2.4) durch geometrische Addition der nach Gleichung (2.3) ermittelten Werte einzelner Leiter (s. Anhang I).

$$\sum_{i=1}^n L_{pi} / \text{dB(A)} = 10 \log \sum_{i=1}^n 10^{L_{pi} / 10 \text{dB(A)}} \quad (2.4)$$

L_{pi} = Schalldruckpegel des Leiters i;

Im Mittel sind die bei Trockenwetter auftretenden Geräuschpegel um 10 dB(A) geringer als bei Regen.

Bei HGÜ-Leitungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen) tragen nur Leiter positiver Polarität zur Geräuschentwicklung bei. Der Geräuschpegel des positiven Leiters bei Trockenwetter wird nach Gleichung (2.5) wiederum am Aufpunkt 1,5 m über der Erdoberfläche berechnet:

$$\frac{L_p}{\text{dB(A)}} = 1,4 \frac{E_R}{\text{kV/cm}} + 17 \ln\left(\frac{d}{\text{cm}}\right) + 3,9 \ln(n) - 4,4 \ln\left(\frac{D}{m}\right) - 1 \quad (2.5)$$

Dabei ist E_R die maximale Randfeldstärke des glatten Leiters. Die übrigen Kurzzeichen haben dieselbe Bedeutung wie in Gleichung (2.3). Bei einer bipolaren Doppelleitung sind die Geräuschpegel der beiden positiven Leiter nach Gleichung (2.5) im Aufpunkt zu überlagern. Die Geräuschpegel von Gleichstrom-Freileitungen liegen normalerweise bei Regen unter den Werten für Trockenwetter.

Durch Optimierung der Bündelgeometrie, d. h. durch entsprechende asymmetrische Anordnung der Teilleiter könnten die Schalldruckpegel bei HDÜ-Freileitungen um wenige dB(A) gesenkt werden /3C/. Aufgrund der Asymmetrie ergäben sich jedoch unterschiedliche Stromdichten, die Vibrationen und unterschiedliche Durchhänge der Teilleiter zur Folge haben. Wegen dieser Schwierigkeiten wird von einer Anwendung der Methode abgesehen.

Die ungehinderte Schallausbreitung von Freileitungsgeräuschen entspricht der einer linearen Schallquelle mit der Schalldruckabnahme:

$$\begin{aligned} J &\sim \frac{1}{R} & J &= \text{Schalleistungsdichte} \\ P &\sim \frac{1}{\sqrt{R}} & p &= \text{Schalldruck} \\ & & R &= \text{Abstand des Meßortes vom Leiter} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Der Schalldruckpegel L_p ist nach /31/ definiert durch

$$\frac{L_p}{dB} = 20 \lg\left(\frac{p}{p_0}\right) = 10 \lg \frac{J}{J_0} \quad (2.7)$$

wobei $p_0 = 2 \cdot 10^{-4}$ bar $= 2 \cdot 10^{-5}$ N/m² der Bezugsschalldruck und $J_0 = 10^{-16}$ W/cm² die Bezugs-Schalleistungsdichte für Luftschall ist.

Aus Gleichung (2.6) folgt eine Abschwächung des Schalldruckpegels pro Abstandsverdopplung um 3 dB, die auch nach /32,33/ für geringe Leitungsentfernungen bei ungehinderter Schallausbreitung übereinstimmend gemessen wurde.

Die Schallausbreitung kann zusätzlich durch Bepflanzung und Bewuchs verringert werden. In /34/ wird eine Schallpegelmin- derung von 0,2 bis 1,5 dB(A) je 10 m Tiefe des Bewuch- ses angegeben, abhängig von der Dichte, Struktur und Belau- bung.

Der Einfluß von Reflexionen auf den Schallpegel in einem be- stimmten Punkt hängt vom Absorptions- und Reflexionsgrad der reflektierenden Fläche ab /35/. Die Schallausbreitung in Wohngebieten läßt sich unter Berücksichtigung der Refle- xionen mit einer Genauigkeit von ± 3 dB(A) voraussagen. Hierzu wird die Schallausbreitung anhand eines geometrischen Modells mit zufällig verteilten Streukörpern nach einem Mon- te-Carlo-Verfahren berechnet /36/.

2.2.2 Stationen

Als sehr störend werden die Transformator- und Schaltgeräusche besonders in der Nähe von dichter besiedelten Gebieten empfunden /37,38/. Umfangreiche Untersuchungen über Ursache und Verminderung der Geräusche haben inzwischen zu umweltfreundlicheren Lösungen geführt.

2.2.2.1 Transformatorgeräusche

Da Transformatoren oftmals in der Nähe von Wohngebieten und in Wohngebieten aufgestellt werden, müssen die Geräusche zur Beurteilung etwa notwendiger Lärmbekämpfungsmaßnahmen bekannt sein. Daher ist nach /39,40/ die Geräuschstärke mit einem Präzisionsschallpegelmessers nach /41/ als bewerteter Schallpegel in dB(A) zu messen.

Die Transformatorgeräusche werden hauptsächlich durch Schwingungen des Eisenkerns infolge magnetostriktiver Längenänderungen der Bleche verursacht. Zusätzliche Resonanzen von Kern und Kessel bestimmen zusammen mit den magnetostriktiven Schwingungen das Gesamtgeräusch /42,43/.

Die Geräusche können bedeutend vermindert werden, wenn kornorientierte vorzugsgerichtete Bleche mit niedriger Magnetostriktion verwendet werden und die Induktion nicht übermäßig erhöht wird. Doch ist es nicht immer möglich, von dem Magnetostriktionswert auf die Geräuschbildung des Transformators zu schließen, wofür zwei Gründe bestehen:

- Die an ebenen Proben gemessene Wechselfeld-Magnetostriktion gibt für eine vorgegebene Induktion nur den Absolutwert der maximalen Längenänderung an. Die Geräuschbildung hängt jedoch wesentlich von den zu jeder Induktion gehörigen mechanischen Oberschwingungen ab.
- Die magnetostriktive Empfindlichkeit gegen mechanische Verspannungen ist für unterschiedlich hergestellte Bleche verschieden.

Als charakteristische Kenngrößen für Transformatorge-
räusche werden in /43/ der Schalldruckpegel L_{pA} an der
Kernoberfläche und der Schalleistungspegel L_{pA} des Kernes
angegeben. Zur Ermittlung des Schalldruckpegels L_{pA} an der
Kernoberfläche wird anstelle der Magnetostraktion $\epsilon = \Delta l / l$
besser die Schwinggeschwindigkeit $v = d\epsilon / dt$ herangezogen, da
hierdurch die Oberschwingungsanteile in bezug auf den
Schalldruck bei jeder Induktion berücksichtigt werden.

$$\frac{L_{pA}}{dB(A)} = k_1 + 20 \lg[(v_{NA}/v_{N_0}) \cdot (1/l_0)] \quad (2.8)$$

$v_{NA} = v_A / l_0$ v_{NA} = auf Blechlängeneinheit l_0 bezogene
Schwinggeschwindigkeit

$v_{N_0} = 1 \text{ (m/s) / m}$ l = Eisenweglänge

$l_0 = 1 \text{ m}$ k_1 = Konstante

Unter Berücksichtigung der schallabstahlenden Fläche
 $S \sim m^{2/3}$ (m = Kernmasse) des Kernes erhält man nach eini-
gen Umformungen /43/ für den Schalleistungspegel L_{pA}

$$\frac{L_{pA}}{dB(A)} = k_2 + 20 \lg(v_{NA}/v_{N_0}) + 13,3 \lg(m/m_0) \quad (2.9)$$

m = Kernmasse, $m_0 = 1000 \text{ kg}$

Bemühungen um eine Herabsetzung der Geräuschpegel haben
bei Großtransformatoren in Normalausführung mit unverän-
deter magnetischer Induktion zu einem Lautstärkerückgang
von 5 bis 6 dB(A) geführt. Bild 2/3 /43/ zeigt die
Schalleistungspegel derzeitiger bereits schallarmer Groß-
transformatoren.

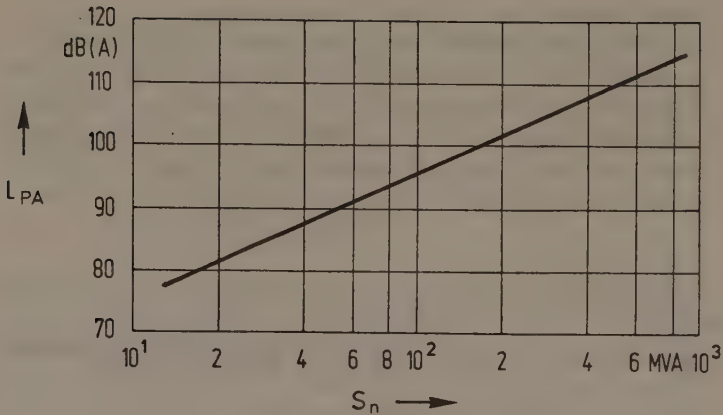


Bild 2/3 Schalleistungspegel L_{PA} des Transformatorkerns in Abhängigkeit der Nenn-Scheinleistung S_n von Großtransformatoren mit Induktionen $B = 1,65$ bis $1,75$ T.

Die Schalleistung bei ölgefüllten Verteilungstransformatoren konnte gegenüber früher nur wenig verringert werden. Bei den Trockentransformatoren sind dagegen durch Körperschallisolierung der Wicklungen und durch Vermeiden von Resonanzen der Luftsäulen in den Kühlkanälen /44/ erhebliche Verbesserungen gelungen. Für geräuscharme Sonderausführungen werden folgende Mittel der Schalldämmung eingesetzt:

- Mit Schalldämmwänden am Kessel kann je nach Bedeckungsgrad und Ausführungsform ein Rückgang um 4 - 7dB(A) erreicht werden.
- Eine schwingungsisolierte Aufstellung des aktiven Teiles im Kessel bewirkt eine Minderung um 1 - 2dB(A).
- Durch Senkung der Induktion kann im Mittel eine Geräuschabnahme von 20 - 25dB(A) erreicht werden, was jedoch erhebliche Zusatzkosten fordert.

Zur Kühlung der Wicklung und des Eisenkernes von Transformatoren werden teilweise Lüfter verwendet, die ebenfalls Geräusche verursachen. Im Vergleich zu den eigentlichen Transformatorgeräuschen sind jedoch die Lüftergeräusche gering. Ihr Schalleistungspegel L_{PL} hängt linear von der Fördermenge V und quadratisch von der statischen Druckdifferenz p ab und kann überschlägig nach Gleichung (2.10) berechnet werden /43/ :

$$\frac{L_{PL}}{dB(A)} = 45 + 10 \lg(V/V_0) + 20 \lg(p/p_0) \quad (2.10)$$

$$V_0 = 1 \text{ m}^3/\text{h} , \quad p_0 = 1 \text{ mbar}$$

Aus der Schalleistung eines Transformators kann der Schalldruckpegel bei ungehinderter Schallausbreitung in beliebiger Entfernung als Maß für die Geräuschbelästigung berechnet werden. Für punktförmige Schallquellen wird die Schallleistungsichte bei Abstandsverdopplung um 12 dB(A) gemindert, der Schalldruck um 6 dB(A). Tatsächlich liegen jedoch die Schalldruckpegel ohne Berücksichtigung der Windeinflüsse und Temperaturschichtung bis zu einer Entfernung von 600 m etwa 1 dB(A)/100 m niedriger /43/ als die nach dem theoretischen Schallausbreitungsgesetz berechneten Werte. Nähere Untersuchungen über die einzelnen Einflüsse auf die Schallausbreitung /45/ sind noch nicht abgeschlossen.

Das Transformatorgeräusch setzt sich aus besonders ausgeprägten Einzeltonpegeln mit Frequenzen der doppelten Netzfrequenz und ihren Harmonischen zusammen. Die Geräuschbelästigung kann selbst bei hoher Gesamtlautstärke dadurch verringert werden, daß man die spektrale Zusammensetzung der Störgeräusche günstig beeinflusst /46/.

2.2.2.2 Hochspannungs-Leistungsschalter

Beim Betätigen der pneumatischen Komponenten der Hochspannungs-Leistungsschalter entstehen knallartige Geräusche. Obwohl sie wegen der geringen Schalalthäufigkeit nur sehr

selten auftreten, können sie doch wegen ihres Schreckeffektes beeinträchtigend wirken. Nach /41/ dient als Vergleichsmaßstab für die Wirkung von Geräuschimpulsen auf das menschliche Ohr der A-bewertete Impulspegel in dB(AI), in dem die gegenüber Dauergeräuschen kurzzeitige Einwirkungsdauer berücksichtigt ist.

Die Bedeutung der Geräuschprobleme durch Schalter spiegelt sich in der Vielfalt an Konstruktionen und Systemen zu ihrer Minderung wider /47/. Dabei wird nicht nur versucht, die Schallpegel zu senken, sondern auch das Frequenzspektrum so zu beeinflussen bzw. zu filtern, daß der Empfindlichkeit des Ohres Rechnung getragen wird, indem besonders die hohen Frequenzanteile reduziert werden. Die Höhe der Schaltgeräuschpegel hängt von mehreren Parametern ab. Es ist zu unterscheiden nach

- offenen Freiluftanlagen und gekapselten Anlagen in Gebäuden,
- Betriebs- und Kurzschlußschaltungen (ein- oder dreipolig),
- Schalterbauart,
- Spannungsebene.

Die Immissionswerte der Geräusche von offenen Freiluftanlagen sind wesentlich höher als bei gekapselten Anlagen im Gebäude.

Weniger als 1 % sämtlicher Schaltungen der 110/220-kV-Spannungsebene sind Kurzschlußausschaltungen. Für die Häufigkeit von Kurzschlußausschaltungen gelten nach Auskunft der Energieversorgungsunternehmen etwa folgende Werte:

$U_N = 110 \text{ kV} : 1 \text{ Schaltung/a und Schalter}$

$U_N = 220 \text{ kV} : 3 \text{ Schaltungen/a und Schalter} .$

Der Schallpegel von Kurzschlußausschaltungen in 40 - 50 m Abstand liegt mindestens um 20 dB(AI) über dem bei Betriebschaltungen.

Das Schaltgeräusch einer dreipoligen Schaltung läßt sich aus dem der einpoligen Schaltung mit genügender Genauigkeit durch einen Zuschlag von 5dB(AI) ermitteln.

Die verschiedenen Hochspannungsschaltgeräte lassen sich nach akustischen Gesichtspunkten in folgende fünf Gruppen unterteilen /48/:

- Druckluftschalter ohne Schalldämpfer
- Druckluftschalter mit Schalldämpfer
- SF₆- oder Ölschalter mit ungedämpften Druckluftantrieben
- SF₆- oder Ölschalter mit gedämpften Druckluftantrieben
- SF₆- oder Ölschalter mit Hydraulik- oder Federantrieben.

Die Schaltgeräusche steigen innerhalb gleicher Schaltgruppen mit zunehmender Antriebsstärke pro Spannungsebene um ca. 3 bis 5 dB(AI) an. Am lautesten sind Schalter mit dem Löschmedium Druckluft ohne Schalldämpfer. Durch spezielle Schalldämpfer läßt sich eine Absenkung um etwa 10 dB(AI) erreichen. Bei SF₆- oder Öldruckschaltern mit ungedämpften Druckluftantrieben, die etwa gleich laut wie Druckluftschalter mit Schalldämpfern sind, kann der Pegel durch gezielte Dämpfungsmaßnahmen am Antrieb um ca. 20 dB(AI) vermindert werden. SF₆- oder Ölschalter mit Hydraulik- oder Federantrieben sind am leisesten. Ihr durchschnittlicher Schallpegel beträgt je nach Spannungsebene ca. 90 bis 100 dB(AI) in 8 m Meßabstand.

Bei Schaltgeräuschen nimmt der Schalldruckpegel für Abstände, die größer als etwa 16 m sind, nach dem für punktförmige Schallquellen geltenden Entfernungsgesetz ab. Zur Beurteilung der Einwirkung der Geräusche auf den Menschen werden die Immissionswerte herangezogen. Sie ergeben sich unter Berücksichtigung verschiedener Einflußgrößen nach /48/ aus den Geräuschemissionswerten.

2.3 HF-Funkstörungen durch Hochspannungsleitungen (Teilziel 2)

Bei den HF-Funkstörproblemen ist zu unterscheiden zwischen den systembedingten Störungen durch Koronaentladungen bei hohen Spannungen und solchen infolge von Funkenentladungen, die auch bei niedrigen Betriebsspannungen auftreten /101/.

2.3.1 Systembedingte HF-Funkstörungen bei DS-Hochspannungs-Freileitungen

Als Maß der HF-Funkstörung dient die HF-Störfeldstärke, die nach den CISPR-Empfehlungen (International Special Committee On Radio Interference) zu messen ist. Die HF-Störfeldstärke eines einzelnen Leiters bei Trockenwetter, angegeben in dB über $1\mu\text{V/m}$ bei 0,5MHz, ist nach Gleichung (2.11)/28/ zu berechnen.

$$\frac{E_{\text{st}}}{\text{dB über } 1 \text{ V/m}} = \frac{3,5 E_R}{\text{kV/cm}} + \frac{6 \cdot d}{\text{cm}} - 14,3 \ln \frac{D}{m} + 13 \quad (2.11)$$

Gleichung (2.11) gilt unter folgenden Voraussetzungen:

- Randfeldstärke $12\text{kV/cm} \leq E_R \leq 20\text{kV/cm}$,
- Teilleiterdurchmesser $2\text{cm} \leq d \leq 5\text{cm}$,
- Teilleiterzahl $1 \leq n \leq 4$,
- Spannung $U \leq 765\text{kV}$,
- Teilleiterabstand $10d \leq s \leq 20d$,
- Abstand Antenne-Leiter $10\text{m} \leq D \leq 50\text{m}$.

Den Gesamtwert der HF-Störfeldstärke erhält man nach /9/, indem man die Werte der einzelnen Leiter nach Gleichung (2.11) geometrisch addiert. Bei höheren Frequenzen als 0,5 MHz wird die Störung geringer. Für schlechtes Wetter ist ein Zuschlag von etwa 15 dB zu berücksichtigen.

In Tabelle 3/5 wird z. B. für eine 380-kV-Freileitung die nach Gleichung (2.11) berechnete Störfeldstärke bei Trockenwetter von 40 dB am Rande des Schutzstreifens angegeben.

Der HF-Störpegel läßt sich im wesentlichen absenken durch

- Vergrößerung des Gesamtleiterquerschnitts, was nur im Querschnittsbereich kleiner 1500 mm^2 zu beachtlichen Verbesserungen führt,
- Vergrößerung der Teilleiterzahl bei Bündeln mit Gesamtquerschnitten, die bereits größer als 2000 mm^2 sind, da hier eine weitere Querschnittsvergrößerung weniger wirksam wäre.

Durch Änderung der geometrischen Abmessungen (Leiterhöhe, Leiterabstand) kann der Störpegel ebenfalls verringert werden. Solche Maßnahmen sind jedoch sehr unwirtschaftlich. Bei Doppelleitungen wird bei sonst gleichen Abmessungen des Mastes und bei gleicher Beseilung die niedrigst mögliche Störfeldstärke mit einer spiegelbildlich-symmetrischen Phasenanordnung erzielt.

Nach der in /49/ aufgrund von Hörversuchen an Rundfunkgeräten vorgeschlagenen Bewertungsmethode wird die Empfangsqualität erst dann zunehmend beeinflusst, wenn der Abstand zwischen Nutzfeldstärke und Störfeldstärke kleiner als 30 dB wird. Zwischen den beiden Grenzen des ungestörten (30 dB Abstand) und des unmöglichen Empfangs (0 dB) nimmt die Beeinträchtigung etwa linear zu.

Nach einer Umfrage bei den Betreibern von Hochspannungsleitungen einschließlich 380 kV in der Bundesrepublik ist bisher keine Beschwerde über eine Beeinträchtigung durch HF-Funkstörungen bekannt geworden. Dies liegt an den relativ niedrigen HF-Störpegeln und an der Tatsache, daß dank der ausgezeichneten Versorgung mit frequenzmodulierten Hörfunksendungen der Rundfunkempfang im Frequenzbereich des amplitudenmodulierten Hörfunks an Bedeutung verloren hat. Funkstörprobleme sind erst für die über 380 kV liegenden Spannungsebenen zu erwarten. Während das Störniveau bei den 700-kV-Leitungen noch mit geringem Aufwand auf den für 380-kV-Leitungen üblichen niedrigen Wert gehalten werden

kann, ist dies bei 1000-kV-Leitungen und mehr nur noch mit äußerst großem Aufwand möglich.

2.3.2 HF-Störungen durch HGÜ-Freileitungen

HGÜ-Freileitungen weisen wesentlich geringere HF-Funkstörungen auf als Drehstromfreileitungen. Hierfür bestehen hauptsächlich folgende Gründe:

- Die HF-Störfeldstärke des negativen Leiters liegt um etwa 10dB unter der des positiven Leiters.
- Ein Schlechtwetter-Zuschlag wie bei Drehstromfreileitungen entfällt, da die HF-Störfeldstärke bei nassem Leiter geringer wird.
- Das durch die HF-Störungen verursachte Störgeräusch im Lautsprecher eines Rundfunkempfängers wird weniger unangenehm empfunden. Der gleiche Störeindruck wie bei DS-Freileitungen entsteht erst bei einer um 5dB höheren Störfeldstärke.

Unter den gleichen Voraussetzungen wie bei Drehstrom wird die HF-Störfeldstärke der positiven Leiter bei Trockenwetter nach Gleichung (2.12) /2/ berechnet:

$$\frac{E_{st}}{\text{dB über } 1 \text{ V/m}} = 1,63 \frac{E_R}{\text{kV/cm}} + 20 \ln\left(\frac{d}{\text{cm}}\right) + 2,18 \ln(n) - 12,8 \ln\left(\frac{D}{\text{m}}\right) + 26,5 \quad (2.12)$$

Die Formelzeichen haben dieselbe Bedeutung wie in Gleichung (2.11). Der Gesamtwert der HF-Störfeldstärke ergibt sich wiederum nach /9/ durch geometrische Addition der Einzelwerte der positiven Leiter.

2.3.3 HF-Funkstörungen durch Funkenentladungen

Funkenentladungen erzeugen ein breitbandiges Störspektrum, welches bis in den GHz-Bereich hineinwirkt und damit den Rundfunk- und Fernsehempfang merklich stört. Ihre einzige Ursache sind Defekte an Bauteilen im elektromagnetischen Feld. Da diese Störungen nur sehr selten und kurzzeitig auftreten und im übrigen nach Feststellung behoben werden, ist ihnen nur geringe Bedeutung beizumessen.

2.4 Verschmutzung von Boden und Grundwasser (Teilziel 5)

Bei Höchstspannungskabeln wird vielfach Öl als Isolier- und Kühlmittel verwendet. Werden diese Kabel mechanisch z.B. bei Baggerarbeiten beschädigt, kann Öl an den Leckstellen in der Erde versickern und das Grundwasser verschmutzen. Durch Überwachung des Öldruckes werden größere Leckagen wegen der unmittelbaren Gefahr eines elektrischen Fehlers verhältnismäßig schnell mit Alarmeinrichtungen gemeldet. Nach den bekannten Fehlerortungsverfahren läßt sich in diesem Falle die Fehlerstelle aufsuchen und die Ölverschmutzung bei entsprechendem Kostenaufwand beseitigen.

Kleinere Leckagen haben dagegen auch über einen längeren Zeitraum keine Störungen zur Folge, da das entweichende Öl ein Eindringen der Feuchtigkeit verhindert und der erforderliche Betriebsdruck im Kabel aufrecht erhalten werden kann. Hierbei kann davon ausgegangen werden, daß der Ölaustritt für längere Zeit unbemerkt bleibt und daher eine schädigende Verschmutzung der Erde und des Grundwassers möglich ist. Diese kann nach der Häufigkeit der Kabelschäden mit Ölaustritt und den dabei austretenden Ölmengen beurteilt werden, die vom Aufbau des Kabels abhängen. In /50/ wird versucht, die Fehlerhäufigkeiten bei Kabeln und Rohrleitern abzuschätzen. Die Schadensursachen von Kabelfehlern werden dabei aus den VDEW-Störungs- und Schadensstatistiken /51/ im Zeitraum 1966 bis 1970 nach Tabelle 2/1 zusammengestellt.

Schadensursachen	Fehler pro 100km u. Jahr bei Kabeln u. Muffen	Fehler pro 100km u. Jahr bei End- verschlüssen
A Überbeanspruchung	0,05	0,03
B Minderung der Eigenschaften	0,12	0,02
C fremde Einwir- kungen	0,28	0,02
D Werkstoffe, Montage Bemessung, Sonstiges	1,08	0,07
	=1,53	=0,14

Tabelle 2/1: Fehlerhäufigkeit verschiedener Schadensur-
sachen nach /51/ im Zeitraum 1966-1970

Falsche Werkstoffe, Bemessung und Montage können jedoch bei durchentwickelten Hochleistungsübertragungen als Fehlerur-
sachen ausgeschlossen werden, so daß für sie wesentlich ge-
ringere Fehlerraten zu erwarten sind. Bei Verlegung in Roh-
ren werden die Schäden durch fremde Einwirkungen zurückgehen.
Eine Minderung der Eigenschaften durch hohe Temperaturen
kann bei Kabeln mit geregelter Innenkühlung und bei Rohr-
leitern nahezu vermieden werden. Hieraus ergeben sich unter
der Annahme, daß Fehler mit Ölaustritt höchstens einen An-
teil von 10 % an der jeweiligen Fehlerrate haben, die Feh-
lerhäufigkeiten nach Tabelle 2/2.

Ausführungsform	Schadens- ursache	Gesamte Fehler pro 100km u. Jahr	Fehler pro 100km u. Jahr mit Öl- austritt
Kabel ohne Rohr	A,B,C	0,5	0,05
Kabel im Stahl- rohr	A,B	0,2	0,02
Innengekühlte Kabel u. Rohr- leiter	A	0,1	0,01

Tabelle 2/2: Häufigkeit der Fehler mit Ölaustritt für ver-
schiedene Ausführungsformen nach Tabelle 2/1

Bei Ölkabeln lassen sich die Fehlerhäufigkeit nach Tab. 2/2 sowie die zu erwartenden Ölaustrittsmengen abschätzen.

Bei mit SF_6 -Gas isolierten Rohrleitern kann infolge mechanischer Beschädigung oder an undichten Stellen das Isoliergas an die Luft ausströmen. SF_6 -Gas ist jedoch ungiftig und weist keine schädigende Wirkung auf. Die Vergiftung der Luft durch Brände bei Ölkabeln ist ebenfalls ohne Bedeutung, da sie nur sehr selten vorkommen.

2.5 Abfuhr von Verlustwärme unterirdischer Leitungen (Teilziel 6)

Kabelverluste entstehen hauptsächlich im Leiter und werden verursacht durch den Wirkwiderstand und der beim Betrieb mit Wechselstrom auftretenden Widerstandserhöhung infolge von Haut- und Näheeffekten. Außerdem sind bei Nennspannungen über 30 kV dielektrische Verluste zu berücksichtigen. Bei Einzelleiterkabeln werden Spannungen im Mantel und in der Bewehrung induziert, die je nach Anordnung und Schaltung zusätzliche Verluste in der Größenordnung der Leiterverluste bewirken. Die Verlustwärme kann zu einer Bodenaustrocknung in nächster Nähe des Kabels führen, die von der Feuchtigkeitsaufnahme und -wanderung im Boden abhängt und den Widerstand vergrößert. In [102] wird nicht nur die hierdurch begrenzte Verlustwärmeabfuhr und die daraus folgende Verminderung der Belastbarkeit des Kabels betrachtet, sondern auch mögliche Auswirkungen auf die Umwelt. Untersuchungen über Einflüsse von Trockenzonen auf Fauna und Flora in der nächsten Umgebung von Kabeln sind allerdings nicht bekannt. Aus der Zusammensetzung des Bodenlebens lassen sich jedoch die folgenden Rückschlüsse auf eine denkbare Beeinträchtigung ziehen.

Die Organismen sind in unserem gemäßigten Klima hauptsächlich auf die Oberflächenschichten bis zu 15 - 20 cm Tiefe und auf die Umgebung von Pflanzenwurzeln konzentriert. Da unterhalb von 30 cm Tiefe weniger organische Nahrung und eine schlechtere Durchlüftung vorzufinden ist, kommen

dort Organismen nur noch selten vor. In den zur Zeit üblichen Verlegetiefen der Kabel von 70-150 cm beträgt der Organismenbesatz nur minimale Prozentsätze /52/. Demzufolge ist eine nennenswerte Beeinträchtigung des Bodenlebens durch Verlustwärme praktisch auszuschließen. In /102/ wird außerdem der Einfluß der Kabelwärme auf Wasserleitungen betrachtet. Bei Abwasserleitungen ist keine spürbare Beeinflussung zu erwarten, da sie meistens mehrere Meter tiefer als Kabel liegen und große Abwassermengen führen. Die Beeinflussung von Frischwasserleitungen wird davon abhängen, wie stark die Vorbelastung des Wassers mit Nährstoffen für Bakterien ist. Wegen der großen Mengenströme ist nur mit geringen unbedeutenden Temperaturerhöhungen des Frischwassers zu rechnen.

2.6 Beeinträchtigung der Raumordnung durch Leitungstrassen (Teilziel 7)

Unter Raumordnung ist die Aufgabe und das Ziel zu verstehen, die Beziehungen zwischen Gesellschaft, Wirtschaft und räumlichen Gegebenheiten zu gestalten /53/. Die Erstellung und Durchführung des Raumordnungsplanes kann nach /103/ dadurch erschwert werden, daß

- der zu gestaltende Raum vorgegeben und begrenzt ist,
- sich die Wirksamkeit raumordnender und -planender Maßnahmen erst mittel- oder langfristig einstellt,
- raumordnende Maßnahmen den Interessen einzelner Gruppen entgegenstehen können.

Auch Hochspannungsleitungen bedeuten in diesem Sinne wegen ihres Raumbedarfs und der beschränkten Nutzbarkeit auf der Trasse empfindliche Eingriffe in die raumordnenden Gestaltungsmöglichkeiten /54, 55/. Die Auswirkungen nehmen mit der Trassenbreite und der Behinderung der Bebauung und Bepflanzung zu /54/. Hochspannungsleitungen sind daher nach § 4 des Energiewirtschaftsgesetzes /6/ anzeigepflichtig und bedürfen der Genehmigung in einem Raumordnungsverfahren.

2.7 Beeinträchtigung der Verkehrsstrassen und fremder Trassen bei Bau, Betrieb und Instandhaltung von Hochspannungs-Freileitungen, -Kabeln und SF₆-Rohrleitungen
(Teilziele 4 und 8)

Durch die Baustellen bei der Errichtung und Reparatur elektrischer Energieleitungen können Verkehrsstrassen behindert werden. Hinsichtlich der Bewertung solcher Behinderungen ist grundsätzlich zwischen Freileitungen, Kabeln und oberirdischen SF₆-Rohrleitungen zu unterscheiden wie zu ihrer Einschätzung im Abschnitt 3.3.2.4 erläutert wird. Ausschließlich für unterirdische Leitungen trifft es zu, daß nicht nur ihre Errichtung sondern auch ihre Reparatur die Verkehrsstrassen bedeutend beeinträchtigen. Daher ist bei der Bewertung unterirdischer Leitungen auch die Wahrscheinlichkeit eines Kabel- oder Leiterschadens nach Tabelle 3/7 zu berücksichtigen.

Über Auswirkungen von elektrischen Energieversorgungsleitungen auf fremde Trassen liegen nach einer Umfrage bei den Energieversorgungsunternehmen /104/ nur wenige Informationen vor. Übereinstimmend wird zwar festgestellt, daß solche Beeinträchtigungen sehr selten vorkommen, doch wird dies nur von einem großstädtischen EVU mit statistischen Daten belegt. Bei den hierbei betrachteten Hochspannungs-Freileitungen mit insgesamt etwa 100km Systemlänge sind innerhalb von 15 Jahren praktisch keine Beschädigungen vorgekommen. Dies kann jedoch daran liegen, daß wegen der sehr selten auftretenden Seil- und Kettenrisse die betrachtete Systemlänge zu kurz ist. Dagegen sind bei der Verlegung eines 10km langen Hochspannungskabels neun kleinere Beschädigungen überwiegend an Hausanschlußleitungen aufgetreten. Dies ergibt bezogen auf die Kabellebensdauer von etwa 30 Jahren eine Beeinträchtigung von 3/100 km · a. Beschädigungen anderer Trassen bei Kabelreparaturen sind demgegenüber unerheblich.

Für oberirdisch verlegte SF₆-Rohrleiter kann angenommen werden, daß Beschädigungen anderer Trassen auch nur bei der Errichtung der Leitungsstützen auftreten. Hierbei ist ein geringerer Erdaushub als bei Hochspannungskabeln erforderlich, weswegen bei den Rohrleitungen mit einer entsprechend kleineren Fehlerrate zu rechnen ist.

Da die Angaben über die Beeinträchtigung fremder Trassen durch Hochspannungs-Freileitungen als unsicher anzusehen sind, wird versucht, ihre Behinderung aus den Daten nach /51/ abzuschätzen. Hierbei wird von der jährlichen Zahl der Seil- und Kettenrisse n_1 und n_2 der 220- und 380-kV-Freileitungen von 1963 bis 1972 ausgegangen /104/. Zur Abschätzung der Berührung und Behinderung fremder Trassen werden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Jeder Seilriß führt zu einer Bodenberührung
- Bei dem am häufigsten vorkommenden Donaumast können bei Kettenriß nur die beiden unteren Hauptleiter herabfallen. Beim Kettenriß am oberen Hauptleiter entsteht mit größter Wahrscheinlichkeit ein zweipoliger Kurzschluß ohne wesentliche Beteiligung der Erde. Daher reduziert sich die Zahl der Bodenberührungen durch Kettenrisse mit dem Faktor 2/3.
- Da etwa die Hälfte aller Hängeketten als Doppelhängketten ausgeführt sind, bei denen ein Herabfallen des Leiterseiles bei einem Kettenriß verhindert wird, werden die möglichen Bodenberührungen weiter mit dem Faktor 1/2 reduziert.
- Ein Riß einer Abspannkette führt nicht zu einer Bodenberührung des Leiterseiles. Etwa jeder 5. Mast ist ein Abspannmast, so daß nur bei 4/5 der Kettenrisse eine Bodenberührung zu erwarten ist.
- Eine Behinderung ist nur dann möglich, wenn in dem vom Seilriß betroffenen Spannungsfeld eine Trasse kreuzt.

Nach Untersuchungen eines großstädtischen Energieversorgungsunternehmens werden im Mittel auf 100 km Stromkreislänge etwa 121 Trassen gekreuzt. Bei einer mittleren Spannfeldlänge der 380- und 220-kV-Freileitungen von 350 m ergeben sich auf 100 km Stromkreislänge 286 Spannfelder, von denen 121 fremde Trassen kreuzen. Daraus folgt eine weitere Reduzierung mit dem Faktor 0,42 für Seil- und Kettenrisse.

- Bei einem Kettenriß am Tragmast sind zwei Spannfelder betroffen. Die mögliche Länge der Bodenberührung ist jedoch wesentlich kürzer als die doppelte Spannfeldlänge. Mit Hilfe der vereinfachten Parabelgleichung für den Durchhang von Freileitungsseilen ergibt sich für das 380-kV-Donaumastbild und 350m Spannfeldlänge eine Bodenberührungslänge von 135m, d.h. 19% der doppelten Spannfeldlänge (Fall a). Unter der Annahme, daß bei Leiterhöhen unterhalb von 4m eine Behinderung erfolgt, ergeben sich etwa 33% der doppelten Spannfeldlänge als Behinderungslänge (Fall b).

Unter diesen Annahmen können die jährlich zu erwartenden Trassenberührungen N_a, N_b je 100km Stromkreislänge nach folgenden Gleichungen berechnet werden:

$$\text{Fall a: } N_a = \frac{n_1 \cdot 0,42 + n_2 \cdot 2/3 \cdot 1/2 \cdot 4/5 \cdot 0,42 \cdot 0,19}{1 \cdot 0,01} \cdot \frac{1}{100 \text{ km} \cdot \text{a}} \quad (2.13)$$

$$\text{Fall b: } N_b = \frac{n_1 \cdot 0,42 + n_2 \cdot 2/3 \cdot 1/2 \cdot 4/5 \cdot 0,42 \cdot 0,33}{1 \cdot 0,01} \cdot \frac{1}{100 \text{ km} \cdot \text{a}} \quad (2.14)$$

l = Stromkreislänge/km

n_1, n_2 = Zahl der Seil- und Kettenrisse pro Jahr

Aus den Gleichungen (2.13, 2.14) ergeben sich mit den statistischen Daten der Jahre 1963 bis 1972 folgende Mittelwerte:

$$N_a = 0,07/100 \text{ km} \cdot \text{a} \quad ; \quad N_b = 0,075/100 \text{ km} \cdot \text{a} .$$

2.8 Beeinflussung durch elektromagnetische Felder

Die Einführung höherer Betriebsspannungen bis über 1000kV führt zu erhöhten Feldstärken entlang der Freileitungstrassen und in Schaltanlagen. Während die im Normalbetrieb auftretenden magnetischen Feldstärken auf den Menschen nachweislich keine physiologischen Veränderungen zur Folge haben, bestehen über den Einfluß elektrischer Felder auf den Menschen widersprüchliche Aussagen. Zur Beurteilung ihrer Auswirkungen muß die Höhe der elektrischen Feldstärke am Boden bekannt sein. Sie kann gemessen und auch hinreichend genau berechnet werden. In der Nähe der Erdoberfläche überwiegt die vertikale Komponente des elektrischen Feldes so stark, daß der Einfluß der horizontalen vernachlässigbar ist /56/. In Tabelle 2/3 /56/ sind für einige Leitungstypen die vertikalen Feldstärkekomponenten E_z angegeben.

Betriebsspannung	System (Bündell.)	Leiter-Bodenabstand	E_z
110 kV	Doppel (1)	7,5-10 m	1,6...1kV/m
220 kV	Doppel (2)	7,2-9,7 m	6.....3kV/m
380 kV	Doppel (2)	8-10,95 m	10... 5kV/m
380 kV	Sammel-schiene	6,95 m	~12kV/m
765 kV	Einfach(4)	12 m	~13kV/m
1050 kV	Einfach(8)	15,1 m	~15kV/m
1300 kV	Einfach(8)	17,3 m	~18kV/m

Tabelle 2/3: Typische Feldstärkenwerte E_z unter Hochspannungsleitungen

Untersuchungen über kurzzeitige Beeinflussung im Stundenbereich ließen sogar bei höheren Feldstärken keine signifikanten Änderungen bei den untersuchten meist objektiven Parametern /58,59/ nach Tabelle 2/4 erkennen. Dagegen sollen

andere Versuche /60/ ab einer Feldstärke von 10 kV/cm Veränderungen in Form von funktionellen Störungen sowie eine Verringerung der Erregbarkeit gezeigt haben. Mit Ausnahme einer einzigen Langzeituntersuchung /61/ über eine Dauer von 3,5 Jahren, in der indirekte Beeinflussungskriterien wie Medikamentenbedarf und Krankheitshäufigkeit beobachtet wurden, ist bisher nur die kurzzeitige Beeinflussung untersucht worden. Da sich Menschen meist nur täglich für einige Stunden im maximalen Feldstärkebereich von Leitungen und Anlagen aufhalten, scheint die Langzeitbeeinflussung jedoch nicht relevant. Nach /57,58,59/ sind alle bisher festgestellten Veränderungen aufgrund der Einwirkung elektrischer Feldstärken im Rahmen der physiologischen Schwankungsbreite und daher nicht signifikant. Demgegenüber scheint es jedoch erwiesen, daß einige Tiere (Bienen, Ratten, Mäuse) unter Einfluß elektrischer Wechselfelder Verhaltensänderungen zeigen /62,63,64/. Diese auf Besonderheiten der Versuchstiere beruhenden Veränderungen dürfen jedoch nicht auf den Menschen übertragen werden.

Subjektiv	Objektiv
Befindungsstörungen	Physiologische Daten
Gereiztheit	Atmung
Kopfschmerz	Blutdruck
Kribbeln	EEG,EKG,EMG,ENG
Müdigkeit	Enzyme
Schlafstörungen	Harn
Sexuelle Verhaltensänderung	Puls
Übelkeit	Stoffwechsel
Unbehagen	Temperatur
Unwohlsein	Verhaltensparameter
	Reaktionszeit
	Physiologische Tests

Tabelle 2/4: Gegenüberstellung der in der Literatur beschriebenen Untersuchungsparameter

2.9 Beeinflussung von Fernmeldeeinrichtungen durch Starkstomanlagen

Besonders im Kurzschlußfall, aber auch schon im Normalbetrieb können Starkstromanlagen durch ohmsche, kapazitive und induktive Kopplung Fernmeldeeinrichtungen beeinflussen. Dabei können den zu übertragenden Signalen störende Geräuschspannungen überlagert werden und auch Gefährdungsspannungen induziert werden, die Einrichtungen und die Gesundheit von Personen gefährden. In /65/ werden für die unterschiedlichen Beeinflussungen die Berechnungsmethoden und die erforderlichen Schutzmaßnahmen angegeben. Am häufigsten kommen Beeinflussungen zwischen Drehstrom- und Fernmeldeanlagen durch induktive Kopplung vor. Die erforderlichen Schutzmaßnahmen hängen von dem Erdkurzschlußstrom an der Beeinflussungsstelle ab.

Bei Fernmeldeleitungen kann eine kapazitive Beeinflussung auftreten, wenn sie als Freileitungen verlegt sind. Da dies bei Neuverlegungen auszuschließen ist, ist die kapazitive Beeinflussung von untergeordneter Bedeutung.

Die Beeinflussung durch ohmsche Kopplung tritt nur im Erdkurzschlußfall bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder Erdschlußkompensation auf, wobei die Wirkung proportional zum Erdschlußstrom zunimmt.

Wesentliche Bedeutung hat nur die Beeinflussung von Fernmeldeeinrichtungen durch induktive Kopplung, wogegen sich jedoch Maßnahmen ergreifen lassen. In /105/ werden die Kosten solcher Maßnahmen abgeschätzt, die bei Beeinflussung durch Drehstrom-Freileitungen, Drehstromkabel und HGÜ-Anlagen zu treffen sind. Im Vergleich zu den Errichtungskosten sind diese zusätzlichen Kosten sowohl bei den Drehstrom- als auch bei den HGÜ-Anlagen sehr gering und können daher vernachlässigt werden.

2.10 Wirkungen der Kurzschlußströme

Die im Kurzschlußfall auftretenden hohen Kurzschlußströme sind im wesentlichen von folgenden Wirkungen begleitet:

- Elektrodynamische Kraftwirkungen
- Wärmewirkungen
- Lichtbogen
- Spannungen an Erdungsanlagen und ohmsche Beeinflussung
- Beeinflussungsspannungen.

In /106/ wird versucht, diese Wirkungen vor allem bezüglich der Personensicherheit zu beurteilen. Die hierfür erforderlichen Angaben sind in der Tabelle 2/5 zusammengefaßt.

Danach sind die Kurzschlußwirkungen auch bei weiterer Vergrößerung der Kurzschlußströme durch technischen Aufwand beherrschbar.

Nach /66/ ist jedoch damit zu rechnen, daß diesem Aufwand wirtschaftliche Grenzen gesetzt sind. Dies trifft besonders für die quadratisch mit dem Kurzschlußstrom anwachsenden Wirkungen nach Tabelle 2/5 zu /106/.

Eine direkte Personengefährdung kann nur durch die Kurzschlußstromwirkungen "Berührungsspannungen", "Beeinflussung" und "Lichtbogen" auftreten. Bei Befolgung der VDE-Bestimmungen vor allem zum sicherheitsgerechten Verhalten ist sie jedoch weitestgehend auszuschließen.

Kurzschlußstrom- wirkung	Ort des Auftretens				beanspruchte bzw. betroffene Teile				Unmittelbare Personen- gefährdung		Kurzschlußart(1 ein-, 2 zwei-, 3 dreipolig)		Intensität		Betrieb zu berücksich-		durch technischen Aufwand	
	Gesamte Kurz- schlußbahn	nur an der Fehlerstelle	an Fehlerstelle und Sternpunkt- erdung	stromführende Anlagenteile	Erdsanlagen Erde- und Boden- seile, geerdete Teile	Fernmeldekabel Rohrleitungen Gleise	Vorschrift								Vorschrift			
Elektrodynamisch	x	-	-	x	x	-	-	-	123	I_s^2	x	x	x	x	x	x	x	x
Wärme	x	-	-	x	x	x	x	-	123	I_{Kk}^{2t}	x	x	-	x	x	x	x	x
Lichtbogen	-	x	-	x	x	x	x	x	123	$I_{Kk}^{t_k}$	x	x	-	x	x	x	x	x
Erdungsspannung	-	-	x	-	x	x	x	x	1	$I_{Kk}^{t_k}$	-	x	x	x	x	x	x	x
Beeinflussung	x	-	-	-	-	-	-	-	1	$I_{Kk}^{t_k}$	-	x	x	x	x	x	x	x

Tabelle 2/5 Erläuterung der Kurzschlußstromwirkungen /106/
(I_K Kurzschlußstrom, $I_{K\sigma}$ Stoßkurzschlußstrom)

3. Entwicklung des Verfahrens "Wirksamkeitsanalyse"

Investitionsentscheidungen in der elektrischen Energieversorgung haben wegen des hohen Kapitalbedarfs und der langen Lebensdauer der Betriebsmittel weitreichende Folgen. Durch Modellstudien lassen sich solche technischen Entscheidungen unterstützen. Sie sind überall dort unerlässlich, wo die Folgen einer längeren technischen Entwicklung unklar, unermesslich oder unwiderruflich werden. Modellstudien sind als Hilfen, nicht als Vorwegnahme langfristig wirkender Entscheidungen anzusehen und sollen das weit verbreitete bei der Planung elektrischer Hochleistungsübertragung aber gefährliche und unbrauchbare Planungsprinzip des kleinsten momentanen Zwanges ersetzen. In diesem Sinne wurde die Studie "Elektrische Hochleistungsübertragung" /9/ mit der Aufgabenstellung durchgeführt, im "Hinblick auf die Probleme der zukünftigen elektrischen Energieversorgung von dicht besiedelten Gebieten die wirtschaftlichen und technischen Grenzen heutiger Übertragungstechniken zu ermitteln, die Anwendungsmöglichkeiten weiterentwickelter sowie zukünftiger neuer Übertragungssysteme aufzuzeigen und einen wirtschaftlich-technischen Vergleich der verschiedenen Techniken unter Einbeziehung von Umwelt- und Raumordnungsfaktoren zu erarbeiten".

Von den zuvor in der elektrischen Energieversorgung erstellten Systemstudien /67,68/ unterscheidet sich nach /69/ diese Aufgabe vor allem durch

- den großen Umfang der zu betrachtenden Betriebsmittel, Anlagen und Netze,
- die notwendige Vielseitigkeit des Verfahrens, das für unterschiedliche Techniken und Netzstrukturen anwendbar sein muß,
- die Erfassung neuester Techniken, die zum Teil noch entwickelt werden,
- die Einbeziehung der Versorgungszuverlässigkeit, Netzreserven und Umwelterhaltung in die Systemanalyse.

Um die betrieblichen Anforderungen der Übertragungstechniken zu erfassen und zu bewerten, wurden Modellnetze zur Versorgung dicht besiedelter Gebiete entwickelt und nach der Barwertmethode, der Zuverlässigkeitsanalyse und der Wirksamkeitsanalyse untersucht. Durch diese Unterteilung konnten auch die Eigenschaften der Betriebsmittel nach Abschnitt 2 berücksichtigt werden, die entweder nur teilweise oder überhaupt nicht monetär bewertbar sind.

Ähnliche Aufgaben werden in letzter Zeit mit Hilfe von Nutzen-Kosten-Untersuchungen gelöst. In zunehmendem Maße werden sie von staatlichen Stellen zur Beurteilung komplexer Projektalternativen herangezogen, für die es keine Marktpreise gibt /7C/.

3.1 Bewertungsmethoden zum Vergleich von Alternativen bei Nutzen-Kosten-Untersuchungen

Zur Bewertung und Auswahl komplexer Investitionsalternativen, die von großer Tragweite und zudem kapitalintensiv sind, ist die rein ökonomische Analyse oft nicht mehr ausreichend. In zunehmendem Maße werden Bewertungsmethoden angewandt, bei denen mehrere unterschiedliche Ziele systematisch erfaßt werden können und auch nicht objektivierbaren Tatbeständen Rechnung getragen werden kann. Zu dieser Methodenkatgorie sind die "Kosten-Nutzen-Analyse" (KNA), die "Kosten-Wirksamkeits-Analyse" (KWA) und die "Nutzwertanalyse" (NWA) zu rechnen. Diese Analyse- bzw. Bewertungsmethoden sollen es ermöglichen, komplexe Entscheidungsprobleme weitgehend rational zu durchdringen und den Entscheidungsprozeß zu dokumentieren, um ihn nachvollziehen zu können.

3.1.1 Kosten-Wirksamkeits-Analyse

Bei der KWA wird nach /71/ versucht, die monetären Kosten eines Projektes, dessen meßbarer Erfolg bzw. Nutzen nicht in Geldeinheiten auszudrücken ist, zu minimieren bzw. um-

gekehrt den meßbaren Ertrag bei vorgegebenem Budget zu maximieren (Bild 3.1).

Das Bewertungsmaß für den Nutzen wird hierbei mit Hilfe eines mathematisch formulierten Kriteriums, d.h. durch objektive Verknüpfung, aus den Maßen der Zielerträge berechnet. Die KWA ist demnach eine objektive Bewertungsmethode, deren Ergebnis von den Zielerträgen abhängt. Eine mögliche Anwendung der KWA im öffentlichen Bereich zeigt das in /72/ gegebene Beispiel. Hierbei sollten zur Verbesserung der Verbrechensbekämpfung die wirkungsvollsten Maßnahmen ermittelt werden, mit denen die Reaktionszeit auf eine Tatmeldung verkürzt werden kann. Der Projektwert der Alternativen m wurde aufgrund des folgenden Kriteriums berechnet:

$$Z_m = H_m \cdot D_m / K_m .$$

Dabei bedeuten:

D_m = Zeitgewinn pro Anruf infolge der zusätzlichen Maßnahme

H_m = Benutzungshäufigkeit der Maßnahme m in Anrufen pro Jahr

K_m = Jährliche Kosten der Maßnahme m

Z_m = Zeitgewinn in Sekunden bezogen auf die jährlichen Kosten.

3.1.2 Nutzwertanalyse

Nach /73/ kann die NWA folgendermaßen definiert werden:

Die NWA ist eine Methodik mit dem Zweck, komplexe Projektalternativen entsprechend den subjektiven Präferenzen des Entscheidungsträgers in einem mehrdimensionalen Zielsystem zu ordnen. Die Abbildung dieser Ordnung erfolgt durch die Angabe der "Nutzwerte" der Alternativen.

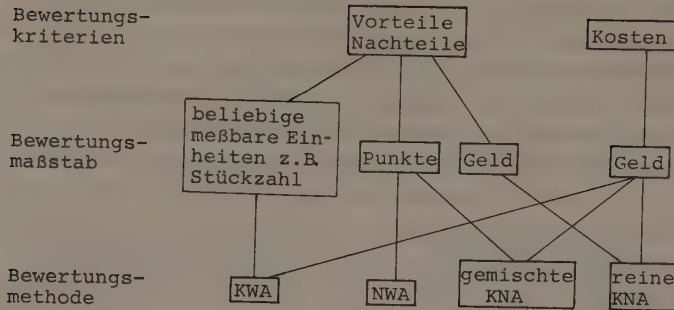


Bild 3.1 Unterschiede der Bewertungsmethoden

Der Projektwert wird bei der NWA also nicht nur aufgrund sachlicher Objekt-Informationen über den Erfüllungsgrad der Ziele bestimmt, sondern es werden ausschließlich subjektive Wertvorstellungen berücksichtigt. Das Ergebnis der NWA liegt in Form von Punkten vor (Bild 3.1). Eine systematische Einführung in die Methode gibt /73/.

3.1.3 Kosten-Nutzen-Analyse

Bei der KNA /71/ wird der Gesamtnutzen einer Investition den Gesamtkosten gegenübergestellt und geklärt, ob der Gesamtnutzen (positiver Nutzen) größer, gleich oder kleiner ist als die Gesamtkosten (negativer Nutzen). Im Hinblick auf die Bewertung, d. h. auf die Messung der Nutzen und Kosten wird zwischen der reinen KNA und der gemischten KNA unterschieden (Bild 3.1). In der reinen KNA werden sowohl die Kosten als auch der Nutzen in Geldeinheiten bewertet. Daher lassen sich hierin nur solche Projektziele berücksichtigen, die sinnvoll in Geldeinheiten erfaßbar sind. Auch die reine KNA zählt zu den "subjektiven Bewertungsmethoden", da die monetäre Bewertung der Nutzengrößen entweder durch direkte subjektive Schätzung oder indirekt über den Marktpreismechanismus erfolgt. Bei der gemischten KNA werden den

Nutzengrößen subjektiv Punkte zugeordnet, was formal der Bewertung nach der NWA entspricht. Der Vorteil dieser Methode liegt darin, daß beliebige Projektziele berücksichtigt werden können. Maßgebend für die Projektauswahl ist hierbei das jeweils erzielte Punkte-Kosten-Verhältnis.

3.2 Wirksamkeitsanalyse

Die Anwendung der Nutzen-Kosten-Untersuchungen wird durch ihre Besonderheiten nach Abschnitt 3.1 beschränkt. Als einzige Bewertungsmethode würde die Nutzwertanalyse eine Bewertung sämtlicher materieller und immaterieller Eigenschaften erlauben. Diese bequeme Eigenschaft ist allerdings kein Vorteil, da sie die Klarheit und Beständigkeit des Ergebnisses beeinträchtigt. Wenn man nämlich objektiv und recht genau erfaßbare Einflußgrößen also z. B. die Errichtungs- und Betriebskosten oder die zu erwartende Ausfallarbeit in "Punkte" einsetzt, und zu unausweichlich subjektiven Punkten für immaterielle Dinge addiert, so entstellt man die Realität bis zur Unkenntlichkeit, man "verrauscht" sie gewissermaßen. Die Erfahrung zeigt nämlich, daß die allgemeine Wertschätzung der Realitäten sich überaus rasch ändern kann: Sie sinkt bei steigenden Steuereinnahmen, guter Konjunktur und aufkommendem "squawk pressure"/Jaeger//99/, und steigt in Notzeiten und Krisen. Da nun nach der Einleitung zum Abschnitt 3 die beabsichtigte Untersuchung wegen der langfristigen Folgen längeren Bestand als nur ein Stimmungsbarometer haben soll, ist die KNA für den vorliegenden Zweck unbrauchbar.

Daher mußte im Arbeitskreis 4 "Bewertungsgrundlagen" der Studie "Elektrische Hochleistungsübertragung" unter Mitarbeit des Autors ein geeignetes neues Verfahren /74/ entwickelt werden, das "Wirksamkeitsanalyse" genannt wird. Es ist allein auf das Gesamtziel "Umweltfreundlichkeit" ausgerichtet, da alle im Abschnitt 2 beschriebenen erfaßbaren immateriellen Eigenschaften der Elektrischen Übertragungsmittel sich hierauf beziehen. Seine in Abschnitt 4.3.3.1 beschrie-

benen Teilziele sind deshalb durchaus miteinander vergleichbar, wozu die Gewichtungsfaktoren g_j in Abb. 3.2 dienen. Das nach diesen Grundsätzen entwickelte Verfahren zur Bewertung der Umweltfreundlichkeit von Modellnetzen ist im Anhang II /9/ beschrieben.

3.3 Ermittlung der Wirksamkeitspunkte

Im Anhang II wird die Methodik der Wirksamkeitsanalyse schrittweise beschrieben, nach der die Wirksamkeitspunkte zu ermitteln sind:

- Schritt 1 : Formulierung der Aufgabenstellung
- Schritt 2 : Erstellung eines Zielsystems
- Schritt 3 : Zerlegung in Teilziele Z_j
- Schritt 4 : Auswahl und Beschreibung der zu untersuchenden Modellnetz-Alternativen A_i
- Schritt 5 : Zuordnen von Gewichtungsfaktoren g_j zur Bestimmung der relativen Bedeutung der einzelnen Teilziele Z_j
- Schritt 6 : Bestimmung der Teilzielerträge k_{rj} der Ausführungsformen F_r in den Teilzielen Z_j
- Schritt 6.1: Bestimmung der Auswirkungen c_{rj}
- Schritt 6.2: Einschätzung d_{rj} der Auswirkungen
- Schritt 6.3: Ermittlung der Teilzielerträge k_{rj} der Ausführungsformen F_r unter Berücksichtigung von Häufigkeiten, Mengen und Einwohnerdichten
- Schritt 7 : Bestimmung der Teilzielerträge k_{ij} der Modellnetz-Alternativen A_i in den Teilzielen Z_j
- Schritt 8 : Ermittlung der Teilwirksamkeiten n_{ij} der Modellnetz-Alternativen A_i in den Teilzielen Z_j
- Schritt 9 : Bestimmung des Vertrauensbereiches und Normierung
- Schritt 10 : Beschreibung der Umweltfreundlichkeit
- Schritt 11 : Umweltfreundlichkeit der Modellnetz-Alternativen A_i

Bild 3.2 zeigt die logische Verknüpfung der Schritte 5 - 8. Nicht weniger wichtig als die Methodik sind zuverlässige Angaben über die benötigten Beiwerte und Eingangsdaten. Hierzu wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, die in den folgenden Abschnitten beschrieben sind. Stets wurde darauf geachtet, mit möglichst wenigen subjektiven Einschätzungen auszukommen.

3.3.1 Datenbogen für elektrische Übertragungsmittel

Um die Umweltfreundlichkeit von Netzen erfassen zu können, müssen nach Schritt 6.1 der Wirksamkeitsanalyse /9/ zunächst die maßgeblichen Eigenschaften der in Frage kommenden elektrischen Betriebsmittel, die die Umweltbeeinträchtigung betreffen, beschrieben werden. Die Art der Auswirkungen c_{rj} einer Ausführungsform F_r bezüglich des Teilziels Z_j ergibt sich aus den Untersuchungen der Betriebsmittel nach Abschnitt 2. Um das Maß der Auswirkungen c_{rj} zu erfassen wurde ein Fragebogensatz /107/ erarbeitet, worin die erforderlichen Daten getrennt nach Teilzielen erfragt wurden. Die Fragebögen wurden von Betriebsmittelexperten der Industrie und der Energieversorgungsunternehmen im Rahmen der Studie /9/ beantwortet. Einige Daten konnten direkt aus den Untersuchungen nach Abschnitt 2 übernommen werden. Das Ergebnis des Schrittes 6.1 ist in den Tabellen 3/1 bis 3/9 zusammengestellt.

Bezüglich der Angaben in diesem Datenbogen sind einige Anmerkungen zu machen. Die Daten dienen als Ausgangswerte für die nachfolgenden subjektiven Bewertungen d_{rj} , die naturgemäß keinen hohen Genauigkeitsgrad erreichen können. Daher sind auch bei den Ausgangsdaten Toleranzen zulässig. In den Fällen, wo genaue Angaben nicht zur Verfügung standen wie z. B. für noch unerprobte Techniken, wurden Schätzwerte als ausreichend genau angesehen. Die somit zu gewinnenden Wertestufungen verschiedener Systeme haben immer noch eine weit höhere Aussagekraft als Globalurteile.

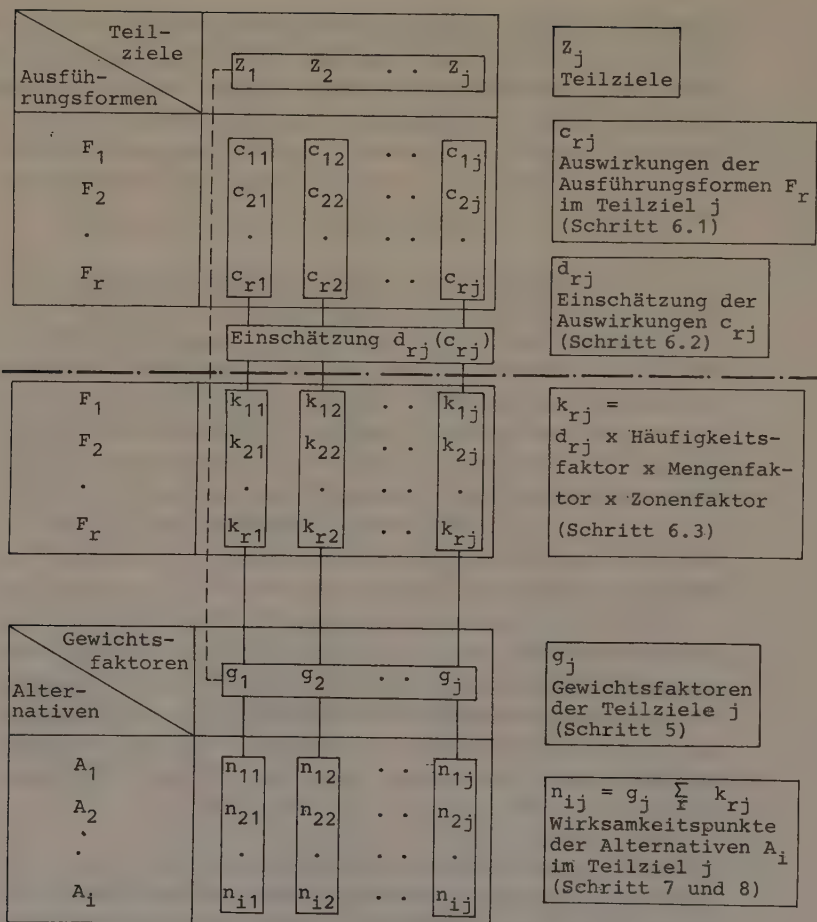


Bild 3.2 Programmfluß der Schritte 5 - 8 der Wirksamkeitsanalyse. Die oberhalb der Linie — — — stehenden Schritte und die Gewichtsfaktoren g_j können bei jeder Untersuchung unverändert übernommen werden. Die darunter stehenden Schritte sind für jede zu untersuchende Alternative etwa mit einem einfachen Rechenprogramm neu durchzuführen.

Bei vielen Fragen werden zur eindeutigen Beantwortung mehrere Parameter benötigt. Zum Beispiel ist die Trassenbreite einer Freileitung bestimmter Spannungsebene abhängig vom Mastkopfbild. Da die Betrachtung aller möglichen Varianten zu aufwendig wäre, begnügte man sich mit der Angabe der geläufigsten Ausführungsform (z. B. Donaumast bei 380-kV-Doppelleitung).

Bei kostenabhängigen Auswirkungen wie z. B. bei den Transformatorgeräuschen, die vom Grad der Geräuschdämmung abhängen, wurden die vorhandenen Vorschriften zugrunde gelegt. Sie geben für die Auswirkungen auf die Umwelt einen Grenzwert an, der nicht überschritten werden soll. Dieser Schwellwert wurde zur Bewertung herangezogen. Falls ein derartiger Wert nicht vorlag oder als ungeeignet angesehen wurde, wurde unter Abwägung der wirtschaftlich-technischen Gegebenheiten und der sonstigen Bedingungen ein möglichst geläufiger Wert festgelegt. Diese Verfahrensweise ermöglicht es, die unterschiedlichen Auswirkungen nach den vorhandenen Erkenntnissen weitestgehend genau zu erfassen. Auch hier sind die sich derart ergebenden Aussagen weitaus genauer als Globalurteile.

Die Betrachtung der jeweils geläufigsten Ausführungsform ist zwar eine Einschränkung, die jedoch wegen der möglichen Vielfalt von Untersuchungsvarianten als erforderlich angesehen wurde.

Bei den Angaben, die von der Lebensdauer der Betriebsmittel abhängen, wird von den kalkulatorischen Nutzungsdauern nach /9/ ausgegangen:

Unterirdische Leitungen	$N_K = 30 \text{ a}$
Freileitungen	$N_F = 50 \text{ a}$
SF ₆ -Rohrleiter	$N_S = 30 \text{ a}$

3.3.1.1 Teilziel 1: Möglichst geringe Entwicklung direkt hörbarer Geräusche

a) Freileitungen

Bei Freileitungen werden durch Koronaentladungen Prasselgeräusche verursacht. Für die verschiedenen Ausführungsformen von Wechsel- und Gleichspannungs-Freileitungen werden in Tabelle 3/1 die Schalldruckpegel der Koronageräusche am Rande des Schutzstreifens nach Gleichung (2.10, 2.11) angegeben. Dabei wird die Schutzstreifenbreite des geläufigsten Mastkopfbildes zugrunde gelegt.

b) Unterirdische Leitungen

Zur Kühlung unterirdischer Übertragungssysteme dienen Kühlstationen, deren Maschinen hörbare Geräusche erzeugen. Durch Schalldämpfungsmaßnahmen können diese in gewünschtem Maße gedämpft werden. Es wird davon ausgegangen, daß die Kühlstationen hinsichtlich der Geräuschentwicklung so ausgeführt werden, daß außerhalb der Station die Immissionsrichtwerte nach /74/ eingehalten werden. Vereinfachend wird die Geräuschquelle der Kühlstation punktförmig angenommen und damit gerechnet, daß ihr Schallpegel am etwa 10 m entfernten Rand der Station den Immissionsrichtwert aufweist. Unter diesen Annahmen ist für die Bewertung der Stationsgeräusche nur noch der Abstand der Kühlstationen bei den verschiedenen unterirdischen Leitungen nach Tabelle 3/2 von Interesse.

c) Drehstrom-Schaltanlagen

Knallartige Geräusche treten beim Schalten von Last- und Leistungsschaltern auf. Die Lautstärke des Schalterknalls kann je nach Bauart des Schalters sehr unterschiedlich sein. Es soll jedoch nur der wesentliche Unterschied

Ausführungsformen F _r					Schalldruckpegel in dB(A) am Rande des Schutzstreifens im Aufpunkt 1,5m über dem Erdboden nach Gleichung (2.3, 2.4)				
Varian- te Nr.	Strom- art	Spannung (kV)	Zahl der Teilleiter (Abstand je 400mm)	Querschnitt der Teil- leiter	feuchtes Wetter, Nebel	Trocken- wetter	Schutz- streifen- breite(m)	Mastkopf- bild	
1	DS	1150	6	680/85	64	54	80	Tannen- baummast	
2	DS	1150	6	805/102	64	54	77		
3	DS	750	4	560/50	64	54	83		
4	DS	750	4	805/102	63	53	78		
5	DS	380	4	240/40	51	41	59	Donau- mast	
6	DS	380	4	805/102	46	36	57		
7	DS	110	1	240/40	28	28	35		
8	DS	110	2	435/55	25	25	35		
9	GS	+600	4	805/102	42	42	56	Zweiebenen- mast	
10	GS	+400	3	560/50	46	46	67	Einebenen- mast	
11	GS	+200	2	560/50	33	33	51		

Tabelle 3/1 Schalldruckpegel am Rande des Schutzstreifens von Freilleitungen

Ausführungsformen F _I		Kühlung	Strom- art	Spannung (kV)	Abstand der Kühlstationen voneinander (km)
Variante	Art				
1	Ölkabel, Kunststoffkabel Außenkühlung	Wasser	DS	110, 380	5
2	Ölkabel Innenkühlung	Öl Wasser	DS	110, 380	5
3	Ölkabel Innenkühlung	Öl Wasser	GS	+200, +400 +600	20
4	SF ₆ -Rohrleiter	Wasser	DS	380-1150	5
5	SF ₆ -Rohrleiter	Luft	DS	380-1150	0,5
6	SF ₆ -Rohrleiter	Wasser	GS	+200, +400 +600	5
7	Supraleiter Nb	Helium	DS	110, 220	20
8	Supraleiter Nb ₃ S _n	Helium	DS	110	20
9	Supraleiter Nb ₃ S _n	Helium	GS	+100, +200	25

Tabelle 3/2 Abstand der Kühlstationen bei unterirdischen Leitungen mit
Zwangskühlung

zwischen Schaltgeräuschen bei offener und gekapselter Ausführung betrachtet werden, für die in Tabelle 3/3 die dem derzeitigen Stand der Technik entsprechenden niedrigen Schalldruckpegel bei Dämpfungsmaßnahmen angegeben sind.

Ausführungen	Lautstärke des Schalldruckpegels am Rand der Schaltanlage (dB(AI))
offen(Freiluft)	90
gekapselt(Innen- raum)	55

Tabelle 3/3 Häufigste Schalldruckpegel von Schaltanlagen in offener und gekapselter Ausführung bei Betriebsschaltungen

Um die Bewertung der Schaltgeräusche zu erleichtern, werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Schaltanlage umfaßt eine kreisförmige Fläche, in deren Mittelpunkt die Schalter stehen.
- Bei der Größe der Kreisflächen wird nur nach Freiluft- und Innenraum-Schaltanlagen unterschieden.

Freiluft-Schaltanlage : $r = 50\text{m}$

Innenraum-Schaltanlage: $r = 10\text{m}$

Die Angaben in Tabelle 3/3 beziehen sich auf den Rand der Schaltanlage, dessen Abstand von der Geräuschquelle durch den Radius r vorgegeben ist. Weiterhin wird nur der Schalterknall der Betriebsschaltungen betrachtet, da diese an der Schalthäufigkeit den hauptsächlichen Anteil haben. Die Schaltanlagen der untersuchten Modellnetze weisen im Mittel 10 Schaltfelder auf, so daß einheitlich mit etwa 50 Betriebsschaltungen pro Schaltanlage jährlich gerechnet werden kann.

d. Transformatoren

Höchstspannungstransformatoren erzeugen beim Betrieb Brummgeräusche, die als störend empfunden werden können. Ihr Schalldruckpegel läßt sich nach Abschnitt 2.2 durch verschiedene Maßnahmen senken. Die Stärke der Schallisolierung sollte nach den Immissionsrichtwerten in /74/ ausgelegt werden, die für den Standort des Transformators gelten. In diesem Falle sind die Mehrkosten durch die Schalldämmung bei den Investitionsausgaben zu erfassen.

Für die Untersuchung der Modellnetze werden die Schallpegel nach Tabelle 3/4 berücksichtigt. Dabei gilt für den Rand und die Fläche der Schaltanlage die unter Punkt c gegebene Definition.

Ausführungen	Lautstärke des Transformatorbrummens am Rand der Schaltanlage (dB(A))
offen(Frei- luft)	80
gekapselt (Innenraum)	40

Tabelle 3/4 Schalldruckpegel der Tranformatorgeräusche
für die Ausführungen in den Modellnetzen

3.3.1.2 Teilziel 2: Möglichst geringe Hochfrequenz- störungen nach 2.3

Durch Freileitungen können HF-Strörungen beim Rundfunkempfang im LMK-Bereich (Lang-, Mittel-, Kurzwelle) hervorgerufen werden. In Tabelle 3/5 ist ausgehend von der Störfeldstärke die Breite des Geländestreifens anzugeben, in dem der LMK-Bereich durch Koronaentladungen stark gestört ist. Dabei wird die Nutzfeldstärke eines mittelstark einfallenden Mittelwellensenders mit 85 dB zugrunde gelegt.

Ein ungestörter Rundfunkempfang ist bei einem Abstand von 30 dB zwischen Nutz- und Störsignal gegeben. Der gesuchte Geländestreifen ist damit so anzugeben, daß er die Fläche, auf der die Störfeldstärke 55 dB übersteigt, überdeckt.

Ausführungsformen F _r			Störfeldstärke in dB am Rande des Schutz- streifens	Breite des Gelände- streifens, in dem die Störfeldstärke über 55 dB liegt
Nr.	Strom- art	Span- nung (kV)		
1	DS	1150	53	kleiner als die Schutzstreifenbreite
2	DS	750	51	
3	DS	380	40	
4	DS	110	21	
5	GS	+600	45	
6	GS	+400	52	
7	GS	+200	38	

Tabelle 3/5 Störfeldstärken am Rande des Schutzstreifens
von Freileitungen mit den Mastkopfbildern nach
Tabelle 3/1

Bei den in Tabelle 3/5 betrachteten Ausführungsformen wird die Störfeldstärke 55 dB außerhalb des Schutzstreifens nicht überschritten, d. h. der Rundfunkempfang wird dort nicht wesentlich gestört.

3.3.1.3 Teilziel 3: Möglichst geringe optische Beeinträchtigung

a) Freileitungen

Tabelle 3/6 enthält die objektiven Daten zur Bewertung der Freileitungen bezüglich des Teilziels 3.

Varian- te Nr.	Strom- art	Span- nung (kV)	Stromkreis- zahl	Schutz- streifen- breite (m)	Höhe (m)	Breite (m)
1	DS	1150	2	80	108	32
4	DS	750	2	78	70	44
5	DS	380	2	59	50	29
6	DS	380	4	57	50	29
7	DS	110	2	35	29	15
8	DS	110	4	35	29	15
9	GS	+600	2	56	65	25
10	GS	+400	2	67	52	28
11	GS	+200	2	51	40	22

Tabelle 3/6 Objektive Daten zur Bewertung der optischen Beeinträchtigung durch Freileitungen mit den mit den Ausführungsvarianten nach Tabelle 3/1

b) Unterirdische Leitungen

Die optische Beeinträchtigung von unterirdischen Leitungen wird nach der Schutzstreifenbreite bewertet, die sich durch die Grabenbreite und einem angrenzenden Geländestreifen konstanter Breite ergibt (s. Tabelle 3/7).

3.3.1.4 Teilziel 4: Möglichst geringe Behinderung von Verkehrstrassen durch Baustellen

a) Freileitungen

Die Freileitungen können hinsichtlich dieses Teilziels unabhängig von ihrer jeweiligen Ausführungsform anhand eines Bewertungsfragebogens eingeschätzt werden, so daß objektive Daten nicht benötigt werden.

Ausführungsformen F_r				Wahrscheinlichkeit β eines Kabel- bzw. Leiterschadens pro Jahr u. 100km nach Tabelle 2/2	Dauer der Reparatur t_2 Grabenöff- nung in Tagen bei Ver- legung t_1	Länge des Repa- ratur l_2 Kabelgra- ben bei Ver- legung l_1	Schutzstreifenbreite (m)
Nr.	Kühlung	Stromart	Spannung (kV)				
1	Einleiter-ND-Ölkabel (3Leiter)	-	DS	110,380	0,5	15 10	15 500 7
2	Einleiter-ND-Ölkabel	-	GS	± 200 - ± 600	0,5	15 10	15 500 7
3	Druckgaskabel	-	DS	110	0,2	10 10	10 500 7
4	Druckgaskabel	-	GS	± 200 - ± 600	0,2	15 10	15 500 7
5	SF ₆ -Rohrleiter (starr)	-	DS	380-1150	0,1	5 20	40 250 10
6	SF ₆ -Rohrleiter (flexibel)	-	DS	110	0,1	5 10	15 200 8
7	SF ₆ -Rohrleiter (starr)	-	GS	± 200 - ± 600	0,1	5 20	30 250 8
8	Kunststoffkabel	-	DS	110	0,5	10 10	10 500 7
9	Ölkabel, Kunststoffkabel	Wasser	DS	110,380	0,2	15 10	0 100 8
10	Ölkabel, Innenkühlung	Öl Wasser	DS	110,380	0,1	20 10	20 500 8
11	Ölkabel, Innenkühlung	Öl Wasser	GS	± 200 - ± 600	0,1	20 10	20 500 7
12	SF ₆ -Rohrleiter	Wasser Luft	DS	380-1150	0,1	5 20	40 250 10
13	SF ₆ -Rohrleiter	Wasser	GS	± 200 - ± 600	0,1	5 20	30 250 9
14	Supraleiter Nb (semiflexibel)	Helium	DS	110,220	0,1	30 10	0 250 7
15	Supraleiter Nb ₃ S _n (semiflexibel)	Helium	DS	110	0,1	30 10	0 250 7
16	Supraleiter Nb ₃ S _n	Helium	GS	± 110 , ± 220	0,1	30 10	150 150 7

Tabelle 3/7 Objektive Daten zur Bewertung der optischen Beeinträchtigung und der Behinderung von Verkehrsstrassen durch unterirdische Leitungen

b) Unterirdische Leitungen

Die unterirdischen Leitungen werden nach den Daten in Tabelle 3/7 bewertet.

3.3.1.5 Teilziel 5: Möglichst geringe Verschmutzung von Boden und Grundwasser

Bei diesem Teilziel sind nur Kabel zu betrachten, die mit Öl als Kühl- oder Betriebsmittel betrieben werden. Zur Bewertung wird von der im Abschnitt 2.4 abgeschätzten Häufigkeit der Fehler mit Ölaustritt ausgegangen, die im wesentlichen vom Aufbau, d.h. der mechanischen Festigkeit der Kabel abhängt. Danach sind die Ausführungsformen nach Tabelle 3/8 zu unterscheiden.

Ausführungsformen F _r			Fehler pro 100km u. Jahr mit Öl- austritt
Nr.	Aufbau	Kühl- medium	
1	Ölkabel ohne Rohr	-	0,05
2	Ölkabel mit äußerer Kühlung	Wasser	0,01
3	Ölkabel mit innerer Kühlung	Öl	0,01
4	Ölkabel mit innerer Kühlung	Wasser	0,01

Tabelle 3/8 Häufigkeit der Fehler mit Ölaustritt nach
Tabelle 2/2 bei verschiedenen Ausführungsformen

3.3.1.6 Teilziel 6: Möglichst geringe Bodenerwärmung durch Verluste

Die Bedeutung dieses Teilziels war von vornherein nicht genau zu übersehen. Erst nach umfangreichen Untersuchungen war aufgrund des erarbeiteten Erkenntnisstandes auszu-

schließen, daß die Verlustwärme unterirdischer Leitungen einen beachtenswerten Einfluß auf die Umwelt ausübt. Aus diesem Grunde entfällt eine Bewertung bezüglich dieses Teilziels.

3.3.1.7 Teilziel 7: Möglichst geringe Beeinträchtigung der Raumordnung

Zur Bewertung dieses Teilziels ist die bereits für das Teilziel 3 angegebene Schutzstreifenbreite nach Tabelle 3/6 und 3/7 maßgebend.

3.3.1.8 Teilziel 8: Möglichst geringe Beeinträchtigung von fremden Trassen bei Bau, Betrieb und Instandhaltung

Das Teilziel 8 soll nach der Wahrscheinlichkeit bewertet werden, mit der fremde Trassen beim Bau und Betrieb von Freileitungen, Hochspannungskabeln und oberirdisch verlegten SF₆-Rohrleitungen berührt oder beschädigt werden. Hierbei braucht man nicht zwischen verschiedenen Ausführungsformen zu unterscheiden, da bereits nach Abschnitt 2.7 die Angaben in Tabelle 3/9 nur Näherungswerte sind.

Betriebsmittel	Beschädigungen anderer Trassen		
	beim Bau	beim Betrieb	bei Reparaturen
Hochspannungs-Freileitung	---	$\frac{0,07}{100\text{km} \cdot \text{a}}$	----
Hochspannungskabel	$\frac{2,8}{100\text{km} \cdot \text{a}}$	---	---
Oberirdisch verlegte SF ₆ -Rohrleiter	$< \frac{2,8}{100\text{km} \cdot \text{a}}$	---	---

Tabelle 3/9 Häufigkeit der Beschädigungen anderer Trassen nach Abschnitt 2/7 (--- unerheblich)

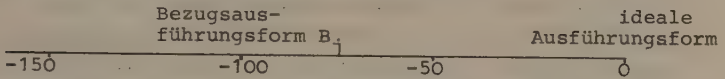
3.3.2 Bewertungsfragebogen zur Einschätzung immaterieller Eigenschaften

Die Auswirkungen c_{rj} der Ausführungsformen F_r werden nach Schritt 6.2 der Wirksamkeitsanalyse /9/ einer subjektiven Einschätzung unterworfen, die von 12 Fachleuten vorgenommen wurde. Die Größe dieses Fachkreises und seine Zusammensetzung aus Vertretern der Energieversorgungsunternehmen, der Firmen, der Behörden und der Universitäten gewährleisten, daß über die Auswirkungen vor ihrer Einschätzung erst einmal gründlich unter den verschiedensten Gesichtspunkten diskutiert werden konnte. Im Bewertungsfragebogen /108/ werden die Funktionen $d_{rj}(c_{rj})$ erfragt, mit denen die Ausführungsformen bewertet werden können. Die objektiven Daten sind zum überwiegenden Teil den Datenbögen nach Abschnitt 3.3.1 entnommen. Nur wenige Einschätzungen beziehen sich direkt auf die Untersuchungen im Abschnitt 2 wie z. B. der Einfluß verschiedener Mastkopfbilder.

Bei einigen Fragestellungen ist von Bedeutung, in welcher Umgebung die Auswirkungen auftreten. Hierzu ist der den Modellnetzen zugrunde liegende Verdichtungsraum zu betrachten, der in die Zonen A, B und C nach Bild A4 (Anhang II) unterteilt ist. Diese unterscheiden sich im wesentlichen dadurch, daß in der Zone A (Zentrum) die Dienstleistungsfunktionen und in der an das Zentrum angrenzenden Zone B ($1,5\text{km} < r < 4,5\text{km}$) die Wohnfunktion deutlich hervortreten. An die Zone B schließt sich die Zone C ($4,5\text{km} < r$) an, in der die Stadtteile in aufgelockerter Bebauung und Freiflächen für Naherholung, Wälder und Landwirtschaft miteinander abwechseln. Sämtliche Fragen beziehen sich auf das Randgebiet des Verdichtungsraumes (Zone C), da nur hier die Anwendung der neuartigen Hochleistungsübertragungstechniken nach Tabelle 3/1,3/2 in Frage kommt.

Da in den Teilzielen nur unerwünschte Auswirkungen vorkommen, werden als Wertpunkte negative Zahlen (Minuspunkte) angegeben. Ihr absoluter Wert ist umso größer, je mehr Nachteile

eine Ausführungsform mit sich bringt. Die Minuspunkte lassen sich auf der folgenden Skala anordnen.



Auf dieser Skala werden zwei Bezugspunkte angegeben. Der Zahlenwert -100 ist durch die Auswirkung der ausführlich beschriebenen Bezugsausführungsform festgelegt, während der Zahlenwert 0 die ideale Ausführungsform darstellt, die das Ziel unter realen Umweltverhältnissen eines Verdichtungsgebietes erfüllt. Damit alle zu ermittelnden Zahlenwerte d_{rj} möglichst im Intervall zwischen -100 und 0 liegen, werden unterschiedliche Bezugsausführungsformen für die einzelnen Teilziele gewählt. Die Auswirkungen der Betriebsmittel (Ausführungsformen r) beim Teilziel j werden dann im Vergleich zu diesen beiden Bezugspunkten -100 und 0 subjektiv eingeschätzt.

3.3.2.1 Teilziel 1: Möglichst geringe Entwicklung direkt hörbarer Geräusche

Einige Betriebsmittel der elektrischen Energieübertragung (Freileitungen, Transformatoren, Kühlstationen und Schalter) verursachen Geräusche, die als Beeinträchtigung der Umwelt empfunden werden können. Die Einwirkung der Geräusche auf den Menschen ist nach der Geräuschart, die als bekannt vorausgesetzt wird, und nach ihrem Schallpegel zu bewerten.

3.3.2.1.1 Freileitungen

Das Geräusch einer 110-kV-DS-Freileitung ist so schwach, daß es gegenüber dem Hintergrundgeräusch der Umwelt von 40-45 dB(A) kaum hörbar zurücktritt. Dagegen kann eine 380-kV-DS-Freileitung mit einem Schalldruckpegel von 45dB(A) bei starkem Nebel trotz Hintergrundgeräusch gehört werden.

Für Freileitungen höherer Spannung, deren Anwendung zukünftig in Frage kommt, sind weitaus höhere Schalldruckpegel zu erwarten. Da der Eindruck dieser Geräuschpegel unbekannt ist, lassen sie sich nur grob an Hand der Vergleichswerte nach Bild 3.3 /75/ einschätzen. Für die Bewertung sind außerdem die üblichen Schalldruckpegel der Umwelt von Bedeutung, die durch die Immissionsrichtwerte nach /74/ vorgegeben sind. Danach gelten für die Nacht folgende Festlegungen:

- Gebiete mit gewerblichen Anlagen und Wohnungen: 45dB(A)
- Gebiete, in denen vorwiegend Wohnungen untergebracht sind: 40 dB(A)
- Gebiete, in denen ausschließlich Wohnungen untergebracht sind: 35 dB(A).

Ein Schallpegelunterschied von +1 dB(A) kann gerade noch vom menschlichen Ohr wahrgenommen werden, wogegen ein Sprung von +5 dB(A) deutlich hörbar ist. Die Geräuschdämmung eines gut schließenden Fensters beträgt ungefähr 10 dB(A).

Aufgrund der beschriebenen Geräuschentwicklung sollen die Freileitungsgeräusche nach Tabelle 3/10 eingeschätzt werden. Dabei ist von dem Geräusch einer 1150-kV-(DS)-Freileitung von 70 dB(A), dem 100 Minuspunkte zugeordnet sind, auszugehen. Den 12 Probanden wurden zuvor Freileitungsgeräusche an einer Reusenordnung vorgeführt.

Vergleichsschall

Schalldruck bei gleicher Lautstärke
und verschiedenen Frequenzen

Schmerzempfindung

Flugzeug (3m entfernt)

Kesselschmiede

Motorräder

Preßlufthammer

lautes Rufen

Straßenbahn (3-15m entfernt)

Staubsauger

Umgangssprache

leiser Rundfunk

Straße ohne Verkehr

Uhr ticken

Blätterrauschen

Hörschwelle

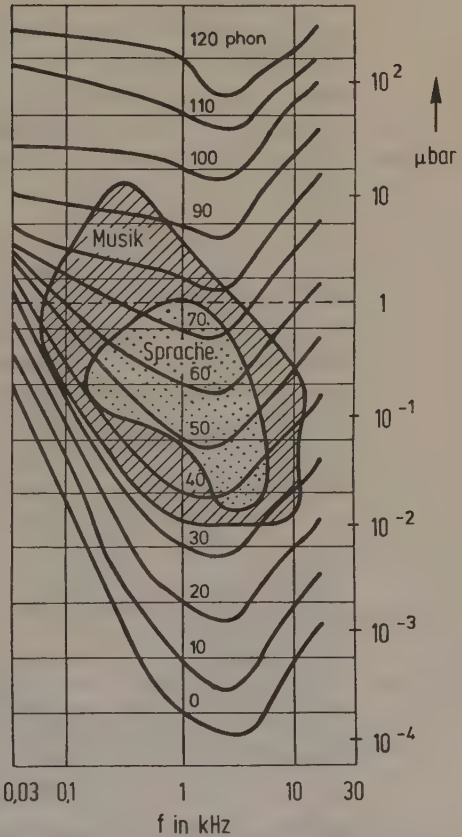


Bild 3.3

Lautstärke bekannter Schallquellen.

Dem bewerteten Schallpegel in dB(A) ist nach /39/ die DIN-Lautstärke in DIN-phon von 30 bis 60 phon gleichwertig.

Ausführung	a	b	c	d
Freileitungs- geräusch (dB(A))	70	60	50	40
Minuspunkte	-100			

Tabelle 3/10 Einschätzung der Beeinträchtigung durch
Freileitungsgeräusche bei einem Umweltge-
räusch von 40-45 dB(A)

3.3.2.1.2 Transformatoren und Kühlstationen

Für die Geräuschentwicklung von Transformatoren und Kühlstationen soll angenommen werden, daß sie den in /75/ vorgegebenen Immissionsrichtwerten genügt. Da die Hintergrundgeräusche diese Richtwerte oftmals unterschreiten, ist ein Einfluß durch die Brummgeräusche nicht auszuschließen. Daher sollen nach Tabelle 3/11 die Geräusche von Kühlstationen und Transformatoren im Vergleich zum Freileitungsgeräusch der Bezugsausführungsform B₁ bewertet werden.

Geräuschart	Lautstärke (dB(A))	Minuspunkte
Freileitungs- geräusch	70	-100
Brummgeräusch (Transformatoren bzw. Kühlstationen)	45 (im Gebiet mit gewerblichen An- lagen und Woh- nungen)	

Tabelle 3/11 Einschätzung der Geräusche von Transformatoren
und Kühlstationen bei einem Umweltgeräusch
von 40-45 dB(A)

3.3.2.1.3 Hochspannungs-Leistungsschalter

Beim Schalten von Hochspannungs-Leistungsschaltern entstehen impulsartige Geräusche mit sehr hohem Schalldruckpegel. In Tabelle 3/12 soll die beeinträchtigende Wirkung eingeschätzt werden, die solche seltenen Schalterknalle infolge ihres unerwarteten Auftretens auf den Menschen ausüben. Dabei ist wiederum der Schallpegel von 70 dB(A) zugrunde zu legen und außerdem zu berücksichtigen, mit welcher Häufigkeit der Schalterknall vorkommt. Zuvor wurden den 12 Probanden Schalterknalle vorgeführt.

Geräuschart	Lautstärke	Minuspunkte
Freileitungs- geräusch	70dB(A)	-100
Schalterknall(jährlich etwa 50 Betriebsschaltungen je Schaltstation, d.h. etwa 1 Schaltung wöchentlich)	55dB(AI) 90dB(AI)	

Tabelle 3/12 Einschätzung des Schalterknalls unter Berücksichtigung der Schalzhäufigkeit

3.3.2.2 Teilziel 2: Möglichst geringe Hochfrequenzstörungen

Für die betrachteten Freileitungsausführungsformen im Datenbogen nach Tabelle 3/5 entfällt das Teilziel, da sie so niedrige Störfeldstärken aufweisen, daß keine spürbare Beeinträchtigung erfolgt.

3.3.2.3 Teilziel 3: Möglichst geringe optische Beeinträchtigung

3.3.2.3.1 Optischer Gesamteindruck von Kabeln und Freileitungen

Durch die Trassen der Übertragungssysteme wird das Landschaftsbild beeinflusst. Bei Freileitungen treten zu der von höherem Bewuchs freizuhaltenden Trasse noch die Maste und die Leiter hinzu. Bei der Bewertung wird davon ausgegangen, daß

der Führung der Freileitung durch Waldschneisen gegenüber der Waldüberspannung der Vorzug gegeben wird. Bei unterirdischen, gekühlten Leitungen sind die Kühlstationen zu beachten. Für die optische Beeinträchtigung sind im wesentlichen folgende Einflüsse maßgebend:

- Trassenbreite
- Erscheinungsbild
- Masthöhe
- Trassenbündelung.

Die einzelnen Einflüsse bei den verschiedenen Ausführungsformen sind im folgenden durch Minuspunkte zu bewerten. Dabei soll man sich an der Bezugsausführungsform B_j orientieren, für die die Punktzahl bereits vorgegeben ist.

a. Einschätzung der Trassenbreite

Ausführungsformen F _r		Besonderheiten	Punkte
1	Trassenbreite 100m für Freileitung, z.B. DS 1150 kV	Höhenbegrenzung von Bebauung und Bewuchs auf der Trasse	-100
2	Trassenbreite 70m für Freileitung, z.B. DS 380 kV	Höhenbegrenzung von Bebauung und Bewuchs auf der Trasse	
3	Trassenbreite 50m für Freileitung, z.B. GS + 400kV	Höhenbegrenzung von Bebauung und Bewuchs auf der Trasse	
4	Trasse für unterirdisches System, Schutzstreifenbreite 6m	Keine Bauwerke, Bäume und Büsche auf der Trasse	
5	Trasse für unterirdisches System, Schutzstreifenbreite 10m	Keine Bauwerke, Bäume und Büsche auf der Trasse	
6	Trasse für unterirdisches System mit Kühlstationen in 5 km Abstand Schutzstreifenbreite 10m Grundfläche: 80 m ² Höhe: 3 m	Keine Bauwerke außer Kühlstationen, keine Bäume und Büsche auf der Trasse	

Tabelle 3/13 Einschätzung der Trassenbreiten von Freileitungen und unterirdischen Leitungen

b. Einschätzung des Erscheinungsbildes

Bei der Bewertung von Freileitungen hinsichtlich der optischen Beeinträchtigung ist unter anderem das Aussehen der Masten von Bedeutung. Daher soll das Erscheinungsbild verschiedener Mastformen beurteilt werden. Hierbei ist die Darstellung unter gleichem Blickwinkel zulässig, da die tatsächlichen Größenverhältnisse gesondert erfaßt werden.

Ausgehend vom Donaumastbild, dem 100 Minuspunkte zugeordnet sind, sollen an die in Bild 3.4 dargestellten Ausführungen ebenfalls Minuspunkte verteilt werden. Dabei ist zu beachten, daß die übertragbare Leistung an dieser Stelle der Bewertung bedeutungslos ist.

Ausführung	a	b	c	d
				
Minuspunkte	- 100			

Ausführung	e	f	g	h
				
Minuspunkte				

Bild 3.4 Einschätzung des Erscheinungsbildes verschiedener Mastformen

c. Einschätzung der Masthöhe

Die optische Beeinträchtigung von Freileitungen hängt vor allem auch von der Masthöhe ab. Der Einfluß der Mastabstände wurde vom genannten Arbeitskreis als vernachlässigbar ange-

sehen. In Tabelle 3/14 sind für verschiedene Höhen Minuspunkte anzugeben, die zu der Zahl von -100 im Verhältnis stehen sollen.

Ausführung	a	b	c	d
Höhe in m	40	50	60	80
Minuspunkte	-100			

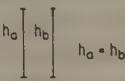
Tabelle 3/14 Einschätzung der Masthöhe

d. Einschätzung der Trassenbündelung

Unter der Annahme, daß alle Maste und Leiter in ihrer Art übereinstimmen und auch gleiche Abmessungen aufweisen, sind mehrere parallel geführte Leitungen zu bewerten. Die Ausführungen a, b, c, d nach Bild 3.5 sind auf die gleiche Trassenlänge bezogen.

Die erschwerte Betriebsführung bei den Ausführungen c und d soll hier nicht berücksichtigt werden, da sie bei den Investitionsausgaben zu erfassen ist.

Die Ausführung d mit der Vierfachleitung stellt eine Alternative zur Parallelführung zweier Doppelleitungen dar. Um den optischen Gesamteindruck beider Ausführungen einschließlich ihrer Größenverhältnisse zu ermitteln, sind sie im gleichen Maßstab abgebildet. Die Ausführung d ist bereits durch eine getrennte Einschätzung des Mastkopfbildes und der Masthöhe bewertet worden. Somit kann mit der folgenden Bewertung nach Bild 3.5 die Höhenfunktion nach Tabelle 3/14 kontrolliert werden.

Ausführung	a	b
		
Minuspunkte	- 100	

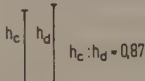
Ausführung	c	d
	  	
Minuspunkte		

Bild 3.5 Einschätzung der Trassenbündelung und der zur Ausführung b alternativen Vierfachleitung (Ausführung d)

3.3.2.3.2 Optischer Eindruck von oberirdisch verlegten SF₆-Rohrleitungen

Zur Bewertung der oberirdisch verlegten SF₆-Rohrleitung in einphasig und dreiphasig gekapselter Ausführung dienen die maßstabsgetreuen Skizzen nach Bild 3.6. Sie zeigen die Seitenansicht und das Schnittbild der beiden Rohrleitungsausführungen neben der Darstellung der mit 100 Minuspunkten angesetzten Bezugsausführungsform (380-kV-DS-Freileitung mit Donaumastbild). Über die Verlegung und das Aussehen von oberirdischen SF₆-Rohrleitungen können zur Zeit noch keine genauen und allgemeingültigen Aussagen gemacht werden. Die nachfolgend beschriebenen Ausführungen sind als mögliche Ausführungsformen anzusehen, die vermutlich gegenüber zukünftigen tatsächlichen Bauformen nur in geringem Maße abweichen.

Die einphasig gekapselte Rohrleitung besteht aus drei Rohren

von etwa 50 cm Durchmesser, die parallel in einer Ebene angeordnet sind. Bei der dreiphasig gekapselten Ausführung sind die drei Leiter gemeinsam von nur einem Rohr umschlossen, dessen Durchmesser ungefähr 1 m beträgt. Beide Rohrleitungen werden in etwa 6 m Höhe über dem Erdboden verlegt. Hierzu dienen Stützeinrichtungen, die in einem Abstand von ungefähr 12 m aufgestellt werden. Im Vergleich zu den Freileitungen weisen die oberirdischen SF₆-Rohrleitungen nur sehr geringe Schutzstreifenbreiten von etwa 8 m auf.

Perspektive Betriebsmittel	Seitenansicht	Querschnitt	Minus- punkte
380 - kV - DS - Freileitung Regelspannweite 400 m Schutzstreifenbreite 70 m Masthöhe 50 m			- 100
380 - kV - DS - Rohrleiter			

Bild 3.6 Einschätzung des optischen Eindrucks von oberirdischen SF₆-Rohrleitungen

Ausgehend von 100 Minuspunkten für die 380-kV-DS-Freileitung mit Donaumastbauweise ist der optische Gesamteindruck der beiden oberirdisch verlegten SF₆-Rohrleitungen zu bewerten. In diese Bewertung soll neben dem Erscheinungsbild auch die im Vergleich zu den Freileitungen geringere Höhe und Trassenbreite der SF₆-Rohrleitungen eingehen.

3.3.2.4 Teilziel 4: Möglichst geringe Behinderung von Verkehrstrassen durch Baustellen

Bei der Errichtung und Reparatur von elektrischen Energieleitungen treten Baustellen auf, die Behinderungen zur Folge haben können.

Freileitungen weisen gegenüber Kabeln sehr geringe Fehleraten auf. Daher können Behinderungen durch Reparaturarbeiten an Freileitungen vernachlässigt werden. Wesentlich sind nur die Behinderungen beim Bau einer Freileitung, der in zwei Abschnitten erfolgt. Im ersten werden die Freileitungsmaste errichtet und anschließend die Beseilung vorgenommen. Da für die Freileitungsmaste Standorte gewählt werden, die zu keinen nennenswerten Behinderungen führen, schließt sich eine Betrachtung der Behinderung beim Aufstellen aus. Nur bei der Beseilung eines Freileitungsstückes, das eine verkehrsreiche Trasse kreuzt, kann es kurzfristig zu Behinderungen kommen, wenn z.B. die für den Seilzug nötigen Gerüste beim Straßen- und Schienenverkehr aufgestellt und abgebaut werden. Derartige Behinderungen sind gegenüber solchen als gering zu betrachten, die durch den Bau und die Reparatur von unterirdischen elektrischen Leitungen auftreten. Daher ist eine Bewertung verschiedener Freileitungen nach den nur gering voneinander abweichenden Behinderungsdauern bei der Beseilung unnötig.

Die Behinderung durch Freileitungen ist nach Tabelle 3/15 zu bewerten. Dabei dient als Bezug eine unterirdische Leitung, der hinsichtlich ihrer Behinderung durch Errichtungs- und Reparaturarbeiten 100 Minuspunkte zugeordnet sind. Weiterhin ist die Behinderung bei der Errichtung und Reparatur von SF_6 -Rohrleitungen einzuschätzen. Die Verlegung und Auswechselung eines Leitungsabschnittes dauert etwa drei Tage.

Ausführungs- formen	Bemerkungen	Punkte
Einleiter- ND-Ölkabel, DS 110 kV	Behinderung durch den geöffneten Kabelgraben a. bei der Errichtung ca. 0,5 km Grabenlänge während 10 Tagen b. bei der Reparatur ca. 20 m Grabenlänge während 10 Tagen	-100
Freileitung	Behinderungsdauer durch Beseilung (auch Nach- und Umbeseilung) eines Freileitungsstückes von 100 km Länge, Seillänge zwischen Abspann- masten ca. 2 km	
oberirdische SF ₆ -Rohr- leitung	Behinderung durch Verlegung eines Leitungsabschnittes über die kreuzende Verkehrsstrasse bei der Errichtung und Reparatur	

Tabelle 3/15 Einschätzung der Behinderung von Verkehrs-
trassen durch Baustellen

3.3.2.5 Teilziel 5: Möglichst geringe Verschmutzung von
Boden und Grundwasser

Durch unterirdische Energieleitungen, die Öl zur Isolierung oder Kühlung verwenden, kann eine Verschmutzung des Bodens und des Grundwassers auftreten. In Tabelle 3/16 sind unterschiedliche Kabeltypen hinsichtlich dieser Auswirkungen zu bewerten. Dabei dient das Ölkabel mit innerer Umlaufkühlung, dem 100 Minuspunkte zugeordnet sind, als Bezugsausführungsform B_j.

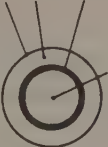
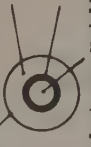
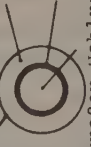
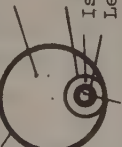
Ausführungsformen F _I				Wahrscheinlichkeit eines Kabelschadens mit Ölaustritt pro 100 km und Jahr	Punkte
Nr.	Art	Kühlmedium	Aufbau		
1	Ölkabel mit innerer Ölaufkühlung	Öl	 Mantel und Bewehrung Isolation (Papier und Öl, ca. 2 bar) Leiter (Öldicht) großer Hohlkanal (50-80 mm), umlaufendes Öl zur Kühlung (2-3 m/sec)	0,01	-100
2	Ölkabel ohne Rohr	-	 Mantel und Bewehrung Isolation (Papier und Öl) Leiter (Öldurchlässig) kleiner Hohlkanal, Ölgefüllt (1,5-2 bar)	0,05	
3	Ölkabel mit innerer Wasserumlaufkühlung	Wasser	 Mantel und Bewehrung Isolation (Papier und Öl, ca. 2 bar) Leiter (Öldicht) großer Hohlraum (50-80 mm), umlaufendes Wasser zur Kühlung	0,01	
4	Ölkabel mit innerer Wasserumlaufkühlung	Wasser	 Rohr (Asbestzement, Kunststoff) umlaufendes Wasser zur Kühlung Mantel Isolation (Papier u. Öl) Leiter (Öldurchlässig) kleiner Hohlkanal, Ölgefüllt (1,5-2 bar)	0,01	

Tabelle 3/16 Einschätzung der Verschmutzung von Boden und Grundwasser

3.3.2.6 Teilziel 7: Möglichst geringe Beeinträchtigung der Raumordnung

Die Führung der Energietrassen hat Einfluß auf die Raumordnung. Durch die langgestreckten Korridore werden zusammenhängende Flächen geteilt. Weiterhin kann die Neu- anlage von Wegen, Gebäuden und Anlagen beeinträchtigt werden. Stationen werden wegen ihres geringen Einflusses auf die Raumordnung hier vernachlässigt. Den Ausführungs- formen in Tabelle 3/17 sollen entsprechend ihrem Platz- bedarf und der eingeschränkten Nutzung der Trasse Minus- punkte zugeordnet werden. Die Einstufung ist für ein Ge- biet in Stadtrandlage durchzuführen, da nur hier eine Raum- ordnungsbeeinflussung vorstellbar ist.

Die Besonderheiten unterirdischer Leitungen nach Tabelle 3/17 treffen auch für oberirdische SF₆-Rohrleitungen zu. Aufgrund dieser Übereinstimmung und der Voraussetzung, daß die Beein- trächtigung der Raumordnung durch unterirdische Leitungen linear von ihrer Schutzstreifenbreite abhängt, wird bei der Auswertung des Bewertungsfragebogens die eingeschätzte Breitenfunktion auch für oberirdische SF₆-Rohrleitungen als zutreffend angenommen.

Ausführung	Schutzstreifen- breite (m)	Besonderheiten	Punkte
1 Freileitung (Trassenbündelung)	200	Höhenbegrenzung von Bebauung und Bewuchs auf der Trasse	-100
2 Freileitung	100		
3 "	70		
4 "	50		
5 unterirdische Leitungen	10	Keine Bauwerke, Bäume und Büsche auf der Trasse	
6 "	5		

Tabelle 3/17 Einschätzung der Beeinträchtigung der Raum-
ordnung

3.3.2.7 Teilziel 8: Möglichst geringe Beeinträchtigung von fremden Trassen bei Bau, Betrieb und Instandhaltung

Beim Bau von unterirdischen elektrischen Energieleitungen können fremde unterirdische Leitungen beschädigt werden; die Beschädigungen betreffen überwiegend Hausanschlußleitungen benachbarter Objekte. Eine Beeinträchtigung fremder oberirdischer Trassen (Mittelspannungsleitungen und Verkehrswege) kann durch Freileitungen bei Seilriß und Isolatorbruch auftreten. Diese Beeinträchtigung ist gegenüber der indirekten durch unterirdische Energieleitungen in Tabelle 3/18 zu bewerten.

Die oberirdischen SF_6 -Rohrleitungen können voraussichtlich hauptsächlich in Industriegebieten angewandt werden, wo im allgemeinen eine größere Trassenhäufung besteht. Im Unterschied zu den unterirdischen elektrischen Energieleitungen, für die bei der Verlegung ein durchgehender Graben ausgehoben wird, sind bei der Errichtung oberirdischer SF_6 -Rohrleitungen nur Erdarbeiten für die Stützeinrichtungen notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, daß dabei fremde Trassen beschädigt und beeinträchtigt werden, ist wegen der relativ großen Stützabstände von etwa 12 m weitaus geringer als bei einem Grabenaushub.

Eine Beeinträchtigung durch Reparaturen an SF_6 -Rohrleitungen ist wegen ihrer allgemein sehr gering geschätzten Fehlerrate als unerheblich zu betrachten.

Für die genannten Störfälle sind in Tabelle 3/18 ausgehend von der Bezugsausführungsform B_j Minuspunkte zu verteilen.

Ausführung	Wahrscheinlichkeit pro 100 km und Jahr	Punkte
Hochspannungsfreileitung beim Bau und Betrieb		
Beschädigungen anderer Trassen beim Bau:	unerheblich	0
Berührungen anderer Trassen beim Betrieb:	0,07	
Hochspannungskabel beim Bau und Reparaturen		
Beschädigungen anderer Trassen beim Bau:	2,8	-100
Beschädigungen anderer Trassen bei Reparaturen:	unerheblich	0
Oberirdisch verlegte SF ₆ -Rohrleitung beim Bau und Reparaturen		
Beschädigungen anderer Trassen beim Bau:	aufgrund des ge- ringeren Erdaushubs kleiner als bei Hochspannungskabeln	
Beschädigungen anderer Trassen bei Reparaturen:	unerheblich	0

Tabelle 3/18 Einschätzung der Behinderung fremder Trassen
bei Bau, Betrieb und Instandhaltung von elek-
trischen Energieleitungen

3.3.3 Gewichtungsbogen

Die relative Bedeutung der einzelnen Teilziele wird nach Schritt 5 der Wirksamkeitsanalyse /9/ durch Zuordnen von Gewichtungsfaktoren bestimmt. (Hierbei werden alle Parameter einer Bezugsausführungsform berücksichtigt, die für das betreffende Teilziel von Bedeutung sind.) Die Gewichtung

erfolgt nach dem in Bild 3.7 /109/ dargestellten hierarchisch aufgebauten Teilzielschema. In der 1. Ebene stehen die nach Tabelle A 2 (Anhang II) gründlich beschriebenen Bezugsausführungsformen B_j, denen in den Tabellen des Abschnittes 3.3.2 jeweils 100 Minuspunkte zugeordnet wurden. Damit ist vermieden, daß der Proband "Lärm an sich" oder "Optik allgemein" zu beurteilen hat wie dies bei der KNA üblich ist. Die Gewichtung der betrachteten Teilziele wird auf paarweise Vergleiche zurückgeführt. Diese Verfahrensweise erleichtert die Gewichtung erheblich, da nur noch jeweils zwei Teilziele hinsichtlich eines übergeordneten Zieles zu gewichten sind.

3.3.4 Ergebnisse der Gewichtungen und Einschätzungen

Für die Durchführung der Wirksamkeitsanalyse sind die Auswirkungen im Bewertungsfragebogen einzuschätzen und die Teilziele zu gewichten. Um die Ergebnisstreuung so klein wie möglich zu halten, sollten folgende Bedingungen erfüllt werden:

- Die einzuschätzenden Eigenschaften der elektrischen Betriebsmittel sind soweit wie möglich zu objektivieren.
- Das einzuschätzende geldlich nicht bewertbare Merkmal ist möglichst genau zu beschreiben.
- Der bewertende Personenkreis sollte einen guten und umfassenden Einblick in die Problematik und die gewählte Bewertungsmethode haben, da eine auf längere Dauer beständige Bewertung nur dem gelingt, der die Technik unvoreingenommen beurteilt und auch die inneren Zusammenhänge des Bewertungsverfahrens kennt. Daher sind von der Bewertung Personen auszuschließen, die zwar spezielle Gesichtspunkte recht gut einschätzen können, aber nicht die nötige Übersicht und das generelle Beurteilungsvermögen bei allen Teilzielen und Betriebsmitteln besitzen. Da demnach eine technisch-wissenschaftliche Qualifikation der Probanden unumgänglich ist, sind die Probanden aus den unterschiedlichen am Problem interessierten Kreisen in ausgewogenem Verhältnis auszuwählen, d. h. aus Firmen, EVU, Behörden, Universitäten.

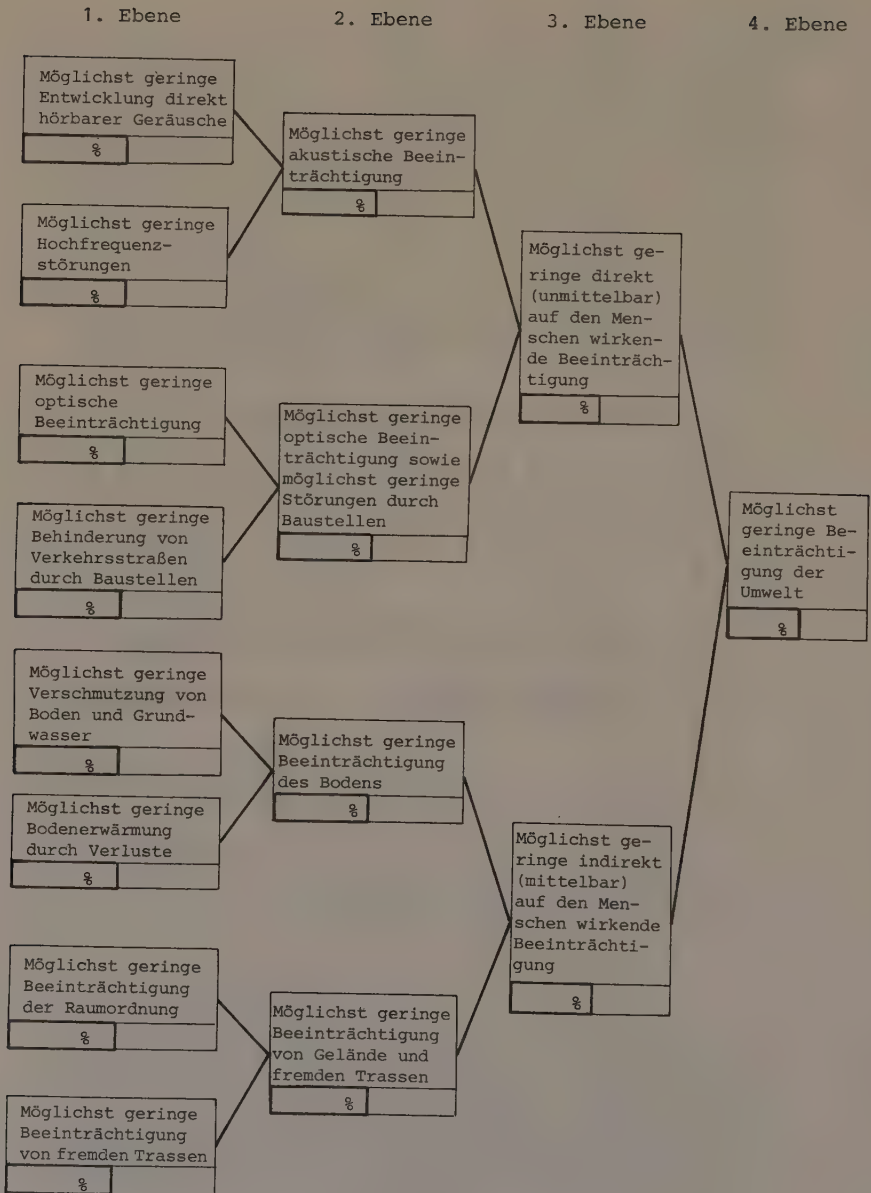


Bild 3.7 Gewichtung durch paarweise Vergleiche

- Die noch unerprobten neuen Übertragungstechniken weisen teilweise Eigenschaften auf, die aufgrund ihrer Beschreibung nur sehr unsicher eingeschätzt werden können. Dies trifft z. B. für die Geräuscentwicklung der 1150-kV-(DS)-Freileitung zu. Durch Nachbildung der Geräusche in einer Reuse läßt sich jedoch dergleiche Geräuscheindruck vermitteln. Derartige Hilfsmittel sind möglichst heranzuziehen, da die Einschätzungen damit erleichtert und in ihrer Genauigkeit verbessert werden.

Eine Übereinstimmung in den Einschätzungen läßt sich demnach niemals erreichen. Streuungen sind im Gegenteil sogar zu erwarten, da sie auf der individuell verschiedenen sinnlichen Wahrnehmung bzw. dem Empfinden beruhen, das für die Einschätzungen ausschlaggebend ist.

3.3.4.1 Statistische Auswertung der Ergebnisse

Die Teilzielgewichtung und die Einschätzungen des Bewertungsbogens wurden von Fachleuten im Arbeitskreis 4 der Studie /9/ durchgeführt. Dem möglichen Vorwurf, daß die ausschließliche Einschätzung durch Fachleute ein einseitiges und unzureichendes Meinungsbild liefert, ist die bei den Architekten verbreitete Ansicht entgegenzuhalten. Die planenden Architekten sollten die emotionalen Wünsche derer beachten, für die sie bauen, ohne ihnen jedoch die Entscheidung zu überlassen. Schließlich nimmt der bedeutende Architekt für sich in Anspruch, die Bedürfnisse der Mitlebenden vorausschauend, und von modischen Strömungen unberührt besser zu kennen als diese selbst. Die Tabellen 3/19 und 3/20 enthalten die statistische Auswertung der von den 12 Fachleuten angegebenen Einschätzungen 1 ... 12 /110/ nach Tabelle 3.21.

Dabei bedeuten die verwendeten Kurzzeichen:

$\bar{x}$	arithmetischer Mittelwert der Einschätzungen
s	Standardabweichung der Einschätzungen
$\tilde{x}$	Median der Einschätzungen
$x_{\max} x_{\min}$	Extremwerte
μ_u, μ_o	Vertrauensbereich: Einschätzungen, bei denen

Teilziel j: Möglichst geringe Beeinträchtigung		$\alpha = 0,90$							
		$\bar{x}$	s	$\bar{x}$	$x_{\min}$	$x_{\max}$	μ_{ob}	μ_{un}	$\frac{\Delta\mu}{\bar{x}}$
1	akustisch	20	9,6	20	6	40	24,9	15,1	0,5
2	durch Hochfrequenz störungen	4,5	2,5	4,5	2	10	5,8	3,2	0,57
3	optisch	31	18,1	31	4	65	40,3	21,7	0,6
4	durch Baustellen	11	6,6	10	4	24	14,4	7,6	0,62
5	von Boden und Grundwasser	12,5	9,6	14	1	30	17,4	7,6	0,78
6	durch Boden- erwärmung	-	-	-	-	-	-	-	-
7	der Raumordnung	15,5	7	16	6	26	19,1	11,9	0,46
8	von fremden Trassen	5,5	6,4	4,5	1	25	8,8	2,2	1,2

Tabelle 3/19 Gewichtungsfaktoren g_j der Teilziele z_j mit statistischer Auswertung
Siehe auch Bild 3.8

								$\alpha = 0,90$		
Einschätzung d_{2j} im Teilziel j	Einschätzungs- kriterium		$\bar{x}$	s	$\tilde{x}$	$x_{\max}$	$x_{\min}$	x_o	x_u	$\frac{\Delta\mu}{x}$
$d_{1,1}$	Freileitungs- geräusche (dB(A))	60	59	12	62	70	30	65	53	0,11
		50	15	7	13	30	10	19	11	0,24
		40	2	2	2	5	0	3	0,8	0,57
$d_{2,1}$	Brumngeräusche (Trafo, Kühlstation)		6	3	4	10	0	8	5	0,26
$d_{3,1}$	Schalterknall (dB(A)) Innenraum: Freiluft:	55	12	12	6	40	0	18	5	0,54
		90	34	22	27	75	10	45	23	0,33
$d_{1,3}$	Erscheinungsbild	b	135	25	128	200	120	149	122	0,09
		m	92	36	80	160	40	111	73	0,20
		d	102	32	94	180	60	119	85	0,16
		e	111	16	110	140	80	119	103	0,07
		f	115	27	113	190	80	129	101	0,12
		g	123	25	128	150	70	135	110	0,10
		h	124	25	90	150	70	137	111	0,20
$d_{2,3}$	Trassenbreite (m)	100	131	20	130	150	100	141	120	0,08
		50	78	11	78	100	60	84	72	0,07
$d_{3,3}$	Masthöhe (m)	40	82	5	80	90	75	85	80	0,03
		60	120	28	112	200	90	134	105	0,12
		80	169	82	155	400	70	212	127	0,25
$d_{3,4}$	Trassenbündelung	b	153	22	145	200	130	164	141	0,07
		c	223	74	190	400	150	262	185	0,17
		d	163	77	137	400	115	203	123	0,24
$d_{3,5}$	SF ₆ -Rohr- einphasig leitung dreiphasig		137	75	120	300	35	176	98	0,28
			134	76	120	300	30	173	94	0,29
$d_{3,6}$	Trassenbreite (m) 6 (ohne Kühlstation) 10 Trassenbreite (m) 10 (mit Kühlstation)	6	22	18	18	75	5	32	13	0,43
		10	32	22	22	90	10	44	21	0,36
		10	40	26	25	90	20	54	27	0,33
$d_{4,1}$	Behinderung Freil. von Verkehrs-		6	5	9	20	5	9	3	0,47
$d_{4,2}$	trassen Rohrl.		32	21	25	80	10	43	21	0,35
$d_{5,1}$	Verschmutzung von Boden und Grundwasser	2	90	36	85	150	40	109	71	0,21
		3	24	6	25	30	10	27	21	0,14
		4	12	4	12	20	10	14	10	0,17
$d_{7,1}$	Einfluß der Schutzstreifen- breite (m) auf die Raumordnung	200	192	91	180	400	150	239	144	0,25
		100	125	15	120	160	110	133	117	0,06
		50	82	8	77	90	60	86	78	0,05
		10	25	11	25	50	10	30	19	0,24
		5	17	10	15	40	5	23	12	0,31
$d_{8,1}$	Berührung Freil. fremder Trassen Rohrl.		38	20	32	80	10	49	28	0,28
			12	8	10	30	0	16	7	0,36

Tabelle 3/20

Statistische Auswertung der (Minuspunktzahlen) im Bewertungsfragebogen durch 12 Fachleute. Die Einschätzungen d_{2j} beziehen sich auf die Auswirkungen nach Spalte 2, die in den Tabellen des Bewertungsfragebogens nach Abschnitt 3.3.2 zur Bewertung beliebiger Ausführungsformen herangezogen wurden.

Einschätzung d _{rj} im Teilziel j	Einschätzungs- kriterium		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
d _{1,1}	Freileitungs- geräusche (dB(A))	60 50 40	50 20 5	70 20 0	70 25 5	70 30 0	50 10 0	70 10 5	60 10 0	30 10 0	50 10 0	70 10 3	60 10 3	60 15 3
	Brumngeräusche (Trafo, Kühlstation)		10	5	10	10	5	10	5	0	5	5	5	5
	Schalterknall (dB(A))													
d _{3,1}	Innenraum:	55	5	5	30	40	5	0	20	5	5	5	10	10
	Freiluft:	90	10	10	75	60	20	30	50	30	20	10	50	45
d _{1,3}	Erscheinungsbild	b	120	130	120	130	150	130	120	150	100	150	200	135
		c	80	90	70	90	150	70	60	130	40	80	160	80
		d	90	100	85	90	150	100	80	110	60	90	180	90
		e	120	120	130	80	100	100	110	110	100	120	140	110
		f	125	120	125	80	120	100	100	110	105	110	190	100
		g	140	130	150	70	80	150	120	120	130	140	120	120
d _{2,3}	Trassenbreite (m)	100	120	110	130	150	150	120	150	150	150	100	140	100
		50	80	90	80	65	80	70	60	80	80	100	70	80
d _{3,3}	Masthöhe (m)	40	75	90	80	90	80	80	90	80	80	80	80	80
		60	130	110	125	90	100	120	110	100	110	120	200	120
		80	200	120	190	70	150	200	130	120	150	160	400	140
d _{3,4}	Trassenbündelung	b	140	140	140	153	140	200	130	130	180	180	150	150
		c	160	180	180	224	300	400	170	150	300	220	200	200
		d	115	140	165	163	120	150	120	130	130	160	400	165
d _{3,5}	SF ₆ -Rohr- einphasig leitung dreiphasig	50	35	90	200	300	200	70	120	120	135	180	140	
		50	30	90	200	300	200	60	120	120	135	170	130	
d _{3,6}	Trassenbreite (m) (ohne Kühlstation) Trassenbreite (m) (mit Kühlstation)	6	20	20	10	5	30	10	15	30	75	12	20	20
		10	25	20	10	15	50	15	20	40	90	30	40	40
		10	30	20	20	70	20	25	50	90	20	80	40	40
d _{4,1}	Behinderung Freil. von Verkehrs- trassen Rohrl.		20	5	5	11	11	1	1	2	5	5	2	5
d _{4,2}			20	10	10	20	30	20	50	60	80	20	30	30
d _{5,1}	Verschmutzung von Boden und Grundwasser	2	140	80	60	50	40	100	120	100	50	90	150	100
		3	25	30	30	20	20	20	30	30	10	20	30	25
		4	10	20	10	10	10	10	10	20	10	10	15	10
d _{7,1}	Einfluß der, Schutzstreifen- breite (m) auf die Raumordnung	200	30	150	200	216	216	150	150	300	150	190	400	150
		100	160	110	130	125	125	120	120	110	110	120	150	125
		50	80	90	90	82	82	80	80	80	90	90	60	80
		10	30	30	30	25	25	30	50	20	10	10	10	25
		5	10	30	20	17	17	20	40	20	5	5	5	20
d _{8,1}	Berührung Freil. fremder Trassen Rohrl.		20	30	50	20	20	30	20	50	50	10	60	40
			20	20	10	5	10	30	10	5	0	10	10	10

Tabelle 3/21 Einzelne Einschätzungen durch 12 Fachleute deren statistische Auswertung Tab. 3/20 angibt.

mehrere voneinander unabhängige Zufallsgrößen auftreten, sind nach dem zentralen Grenzwertsatz im allgemeinen normal verteilt. Unter dieser Bedingung können nach /77/ die Grenzen μ_u, μ_o des Vertrauensbereiches ermittelt werden, in dem der wahre Mittelwert x_w mit der Wahrscheinlichkeit $\alpha = 90\%$ liegt, der sich bei unbegrenzt vielen Einschätzungen einstellen würde.

$$\mu_o = x + t \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \quad n: \text{Anzahl der Sachverständigen}$$

$$\mu_u = x - t \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \quad t(\alpha): \text{tabellierte Funktion}$$

$$\Delta\mu = 2 \cdot t \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \quad \alpha: \text{Konfidenzzahl}$$

3.3.4.2 Erläuterungen der Ergebnisse

3.3.4.2.1 Gewichtsfaktoren

Bei der Wirksamkeitsanalyse haben die Gewichtsfaktoren der Teilziele den nachhaltigsten Einfluß auf das Gesamtergebnis. Für sie sollte eine möglichst gute Übereinstimmung unter den Probanden angestrebt werden. Daher wurde auch jedem Teilziel nach 3.2.3 eine Bezugsausführungsform zugeordnet, nach deren genauer Beschreibung die Auswirkungen bei dem betreffenden Teilziel eindeutig festliegen.

Nach Tabelle 3/19 sind die arithmetischen Mittelwerte $\bar{x}$ und die Mediane $\tilde{x}$ nahezu gleich. Die Standardabweichung s wächst im vorliegenden Fall mit zunehmendem Mittelwert $\bar{x}$. Daher läßt sich aus den Standardabweichungen noch nicht auf die Güte der Ergebnisse schließen. Zu ihrer Kennzeichnung eignet sich besser die auf den Mittelwert bezogene Standardabweichung. Weiterhin werden die Extremwerte $x_{\max}, x_{\min}$ sowie die Grenzen μ_o und μ_u des 90%-Vertrauensbereiches angegeben. Die Güte der Ergebnisse läßt sich ebenfalls durch die auf den Mittelwert x bezogene Intervallbreite $\Delta\mu/x$ ausdrücken. Dabei entspricht dem kleinsten Quotienten die größte Güte. Eine derartige Auswertung zeigt, daß die Einschätzungen der

Teilziele mit großen Gewichtungsfaktoren relativ wenig streuen. Im Hinblick auf ein möglichst sicheres Gesamtergebnis erweist sich dieses Verhalten als günstig.

In Bild 3.8 sind die geschätzten Gewichtungsfaktoren der Teilziele nach Tabelle 3/19 dargestellt, die eine Gewichtung durch die Fachleute im Arbeitskreis 4 der Studie /9/ ergab. Wegen der nachträglich ermittelten Bedeutungslosigkeit des Teilziels 6 "Möglichst geringe Beeinträchtigung durch Boden Erwärmung" wurden ihm keine Gewichtsprozente zugeordnet.

3.3.4.2.2 Einschätzung im Bewertungsfragebogen

Auch bei der Auswertung der Einschätzungen zeigt sich deutlich, daß die Unsicherheit der Ergebnisse mit kleinerem Mittelwert zunimmt. Dies läßt sich sowohl aus den Standardabweichungen s als auch aus den Werten für $\Delta\mu/x$ erkennen.

Teilziel 1: Möglichst geringe Entwicklung direkt hörbarer Geräusche

Die Geräusche sind trotz der Beschreibung im Bewertungsfragebogen nur schlecht vorstellbar. Der befragte Personenkreis schätzte daher die betrachteten Schallpegel erst nach direkter Demonstration vergleichbarer Geräusche nach Tabelle 3/22, 3/23 ein. Derartige Experimente werden als unumgänglich angesehen, wenn man den Geräuscheinfluß empfindungsgemäß möglichst genau bewerten will.

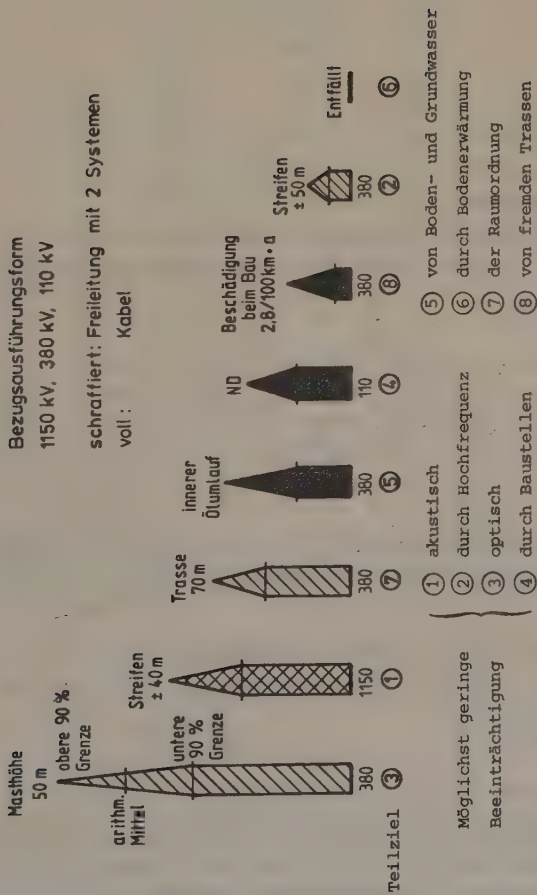


Bild 3.8 Gewichtung der Wirksamkeiten bei den Bezugsausführungsformen in dicht besiedelten Gebieten (nach Tab. A2, Anhang II).

Randfeldstärke (kV/cm)	Schalldruckpegel (dB(A))
18	47
20	48
28	67
33	70

Tabelle 3/22 Nachbildung von Freileitungsgeräuschen
in einer Reuse* (Umweltgeräusch 44-45 dB(A))

Betriebsmittel	Entfernung (m)	Schalldruck- pegel	Bemerkungen
Transformator I	60	63 dB(A)	Schallpegeler- höhung durch Sprechen um 7 dB(A)
Transformator I	40	70 dB(A)	Schallpegeler- höhung durch Sprechen um 4 dB(A)
Transformator II	25	82 dB(A)	—
Transformator II	10	93 dB(A)	—
alter Druckluft- schalter	10	124 dB(AI)	—
SF ₆ -Schalter moderner Bauart	10	90 dB(AI)	—

Tabelle 3/23 Anhörung der Geräusche von Transformatoren
und Hochspannungs-Leistungsschaltern

* Eine Reuse ist ein zu Versuchszwecken dienendes Teilleiter-
bündel von einigen Metern Länge.

Freileitungsgeräusche mit unterschiedlichem Schalldruckpegel werden mit Hilfe der Bewertungsfunktion nach Bild 3.9 entsprechend der Tabelle 3/20 bewertet.

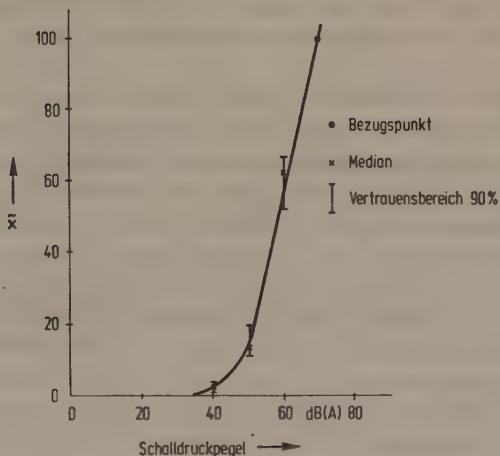


Bild 3.9 Einschätzung der Beeinträchtigung durch Freileitungsgeräusche mit unterschiedlichem Schalldruckpegel

Nur die Einschätzungen der quantifizierbaren Auswirkungen werden für die nachfolgende Auswertung durch Diagramme dargestellt.

Teilziel 3: Möglichst geringe optische Beeinträchtigung

Eine optische Beeinträchtigung tritt im wesentlichen nur durch Freileitungen auf. Sie hängt nach Abschnitt 2.1 von zahlreichen Einflüssen ab, von denen die maßgeblichen im Bewertungsfragebogen eingeschätzt werden. Die Bewertungskriterien wurden so gewählt, daß die nach Form und Abmessungen sehr unterschiedlichen Ausführungsformen verglichen

werden können. Außer diesem Bewertungsschema wurden noch andere Verfahren betrachtet. Dazu gehört die Bewertung der Freileitungssästhetik anhand von Fotos. Diese Methode wurde jedoch ausgeschlossen, da auf dem Foto der optische Eindruck von Freileitungen sehr stark durch das künstlerische Geschick des Fotografen beeinflußt werden kann.

Bei den Architekten und Städteplanern versucht man, sich den zu erwartenden Eindruck eines Projektes durch Modelle zu verschaffen. Die Modelle werden mit maßstäblichen Figuren ausgestattet, um die tatsächlichen Größenverhältnisse möglichst gut vorstellbar wiederzugeben. Mit Hilfe von Foto- und Filmaufnahmen /78/ wird das Modell aus der Sicht einer Modellfigur gesehen, wodurch der optische Eindruck im Gegensatz zur Betrachtung aus der Vogelperspektive weitestgehend wirklichkeitsgetreu dargestellt wird. Diese Methode ist jedoch sehr aufwendig. Eine maßstäbliche Nachbildung von Freileitungsnetzen ist wegen ihrer räumlichen Ausdehnung und der Größenverhältnisse ohnehin nicht möglich. Allenfalls kommt eine Bewertung von unterschiedlichen Mastmodellen in Frage. Der Nachteil von Modellen liegt in ihrer beschönigenden Wirkung gegenüber tatsächlichen Ausführungen. Eine Bewertung von Freileitungen erfordert in jedem Falle die Vorstellung der tatsächlichen Abmessungen und Erscheinungsbilder, die nur von der Erfahrung her bestehen kann. Unter der Voraussetzung, daß nur Personen befragt werden, denen der Anblick der untersuchten Freileitungen genügend bekannt ist, läßt sich der optische Eindruck in einfacher Weise nach den Bewertungskriterien im Bewertungsfragebogen angeben.

Die optische Beeinträchtigung hängt sicherlich auch von der Umgebung der Freileitung ab. Es wurde daher versucht, den Einfluß unterschiedlicher Landschaftsgebiete zu ermitteln, wobei folgende Varianten betrachtet wurden:

- Stadtrandgebiet, schwache Besiedelung, teilweise Gewerbegebiet

- unbesiedelte Landschaft, Feld, Wald und Wiese
- Naherholungsgebiet, unbesiedelt, jedoch von vielen Menschen besucht.

Die Einflüsse dieser Landschaftsgebiete wurden von den Fachleuten im Arbeitskreis 4 sehr unterschiedlich eingeschätzt. Die starke Streuung liegt vermutlich nicht allein in der unterschiedlichen Auffassung der befragten Personen begründet, sondern beruht auch darauf, daß zur Bewertung des Umgebungseinflusses eine differenziertere Betrachtung notwendig ist. Da bei den Modellnetzen davon ausgegangen werden kann, daß alle Leitungsvarianten die gleichen Landschaftsgebiete schneiden, brauchte ihr Einfluß nicht berücksichtigt werden.

Die Bilder 3.10 und 3.11 zeigen den Einfluß der Trassenbreite und der Masthöhe auf die optische Beeinträchtigung von Freileitungen.

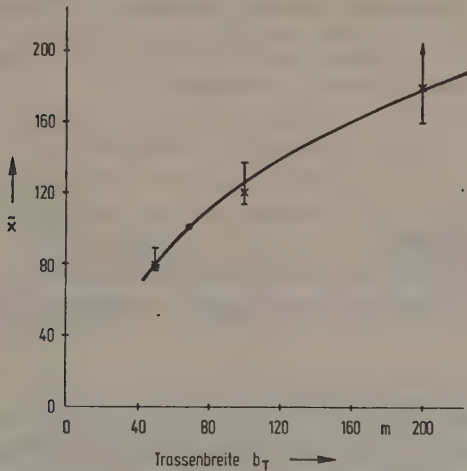


Bild 3.10 Einschätzung der optischen Beeinträchtigung durch Freileitungen abhängig von der Trassenbreite b_T

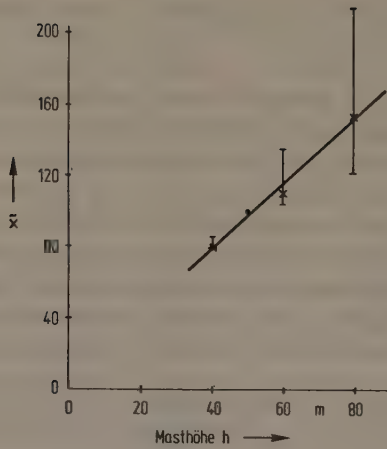


Bild 3.11 Einschätzung der optischen Beeinträchtigung durch Freileitungen abhängig von der Masthöhe h

Unterirdische Leitungen werden nach Bild 3.12 abhängig von ihrer Schutzstreifenbreite bewertet.

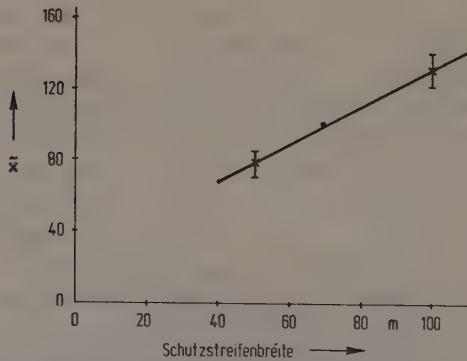


Bild 3.12 Einschätzung der optischen Beeinträchtigung unterirdischer Leitungen abhängig von der Schutzstreifenbreite

3.3.5 Ermittlung der Teilzielerträge k_{rj} der Ausführungsformen F_r

In diesem Abschnitt werden die Teilzielerträge k_{rj} nach Schritt 6.3 der Wirksamkeitsanalyse unter Berücksichtigung der Häufigkeiten, Mengen und Einwohnerdichten ermittelt.

Bei den Betriebsmitteln der Modellnetze werden je nach Ausführungsform unterschiedliche "Häufigkeiten" bestimmter Auswirkungen angegeben.

Unter dem Begriff "Menge" werden die Trassenlängen und die Anzahl der Stationen verstanden.

Die untersuchten Modellnetze beziehen sich auf die Versorgung eines dicht besiedelten Gebietes. Da die Beeinträchtigung auch von der "Einwohnerdichte" abhängt, wird der Verdichtungsraum diesbezüglich zonenweise klassifiziert.

Der Einfluß der Mengen, Häufigkeiten und Einwohnerdichte wird durch Faktoren berücksichtigt, die sich im Verhältnis zu den entsprechenden Angaben der Bezugsausführungsform ergeben.

Die Ermittlung der Teilzielerträge k_{rj} einer Ausführungsform F_r wird im folgenden anhand von Tabellen /111/ erläutert. Im Gegensatz zu dem beschriebenen Verfahren im Anhang II, nach dem die Zielerträge und die Wirksamkeiten für jede an den Einschätzungen beteiligte Person zu bestimmen sind, um sie dann statistisch auszuwerten, werden bei der folgenden Erläuterung die Mediane $\tilde{x}$ der Einschätzungen d_{rj} nach Tabelle 3/20 zugrunde gelegt.

Die weiteren Schritte zur Bestimmung der Teilwirksamkeiten n_{ij} aus den Teilzielerträgen k_{rj} bis hin zur Beurteilung der Umweltfreundlichkeit mehrerer Modellnetz-Alternativen sind ausführlich in der Wirksamkeitsanalyse im Anhang II beschrieben.

Zur Berechnung der Wirksamkeitspunkte von Modellnetzen einschließlich der Vertrauensbereiche wurde ein Programm erstellt, das die zahlreichen objektiven Daten der Betriebs-

mittel und die Einschätzungen der Auswirkungen enthält. Als Eingabedaten im Programm werden die Mengen, Häufigkeiten und Zonen der bei dem betrachteten Modellnetz vorkommenden Betriebsmittel-Ausführungsformen benötigt.

3.3.5.1 Teilziel 1: Möglichst geringe Entwicklung direkt hörbarer Geräusche

Bei der Ermittlung der Zielerträge wird berücksichtigt, daß Geräusche hinsichtlich des Schallpegels und der Art (Korona-geräusche, Maschinengeräusche und Schalterknall) unterschiedlich wirken und bewertet werden. Hierzu dienen die Einschätzungsergebnisse im Bewertungsfragebogen. Weiterhin ist zu beachten, daß die Beeinträchtigung mit der Zahl der vom Geräusch betroffenen Personen zunimmt. Unter folgenden Voraussetzungen läßt sich dieser Einfluß erfassen. Der Schalldruckpegel verringert sich mit wachsendem Abstand von der Geräuschquelle. Man kann nun davon ausgehen, daß nur Geräusche oberhalb eines bestimmten Schalldruckpegels beeinträchtigen. Ist dieser Schwellwert bekannt, läßt sich nach den Schallausbreitungsgesetzen die Geländefläche berechnen, auf der der Schwellwert überschritten wird. Über die Einwohnerdichte kann dann auch die betroffene Personen-zahl berücksichtigt werden.

Der Schwellwert ist abhängig von den Umweltgeräuschen und außerdem für die verschiedenen Geräuscharten (Dauer-, Impuls-geräusch) unterschiedlich. Da die Schwellwerte nicht bekannt waren, wurden sie ausgehend von den Immissionsrichtwerten in /75/ bestimmt.

Die untersuchten Modellnetze wurden für einen Verdichtungsraum entwickelt, der in die nach Abschnitt 3.3.2 definierten Zonen A, B und C unterteilt ist. Für die Zonen wurden Immissionsrichtwerte festgelegt, die etwa dem Schallpegel der Umweltgeräusche entsprechen:

Zone A,B : $L_{A,B} = 45 \text{ dB(A)}$

Zone C : $L_C = 40 \text{ dB(A)}$.

Nach /75/ beträgt der nachts zulässige Schallpegel für Gebiete mit gewerblichen Anlagen, in denen weder vorwiegend gewerbliche Anlagen noch vorwiegend Wohnungen untergebracht sind, 45 dB(A). In Gebieten, in denen vorwiegend Wohnungen untergebracht sind, soll der Schallpegel nachts nicht 40 dB(A) überschreiten. Die Schallpegel $L_{A,B,C}$ werden als Schwellwerte bei der Ermittlung der Zielerträge von Freileitungsgeräuschen herangezogen.

Bei den Geräuschen durch Transformatoren und Kühlstationen lassen sich die Schallpegel durch Zusatzinvestitionen auf die vorgegebenen Immissionsrichtwerte senken. Trotz Einhaltung dieser Werte sind die Brummgeräusche deutlich aus den Umweltgeräuschen herauszuhören. Es wird vereinfachend für diese Geräusche angenommen, daß sie erst in genügendem Abstand von der Geräuschquelle keinen Einfluß mehr haben, d.h. bei Unterschreitung der Immissionsrichtwerte $L_{A,B,C}$ um 10 dB(A).

Der unterschiedlichen Einwirkung von impulsartigem Geräusch und Dauergeräusch wird nach /79/ mit einem Zuschlag zum zulässigen Dauergeräusch von 20 dB Rechnung getragen. Zur Bewertung der betriebsmäßigen Schaltgeräusche müssen allerdings die Immissionsrichtwerte für die Tageszeit zugrunde gelegt werden, da Betriebsschaltungen hauptsächlich tagsüber vorgenommen werden. Hiermit wurden folgende Schwellwerte $L_{A,B,C}^*$ festgesetzt:

Zone	A/B:	$L_{A,B}^* = 70 \text{ dB(AI)}$
Zone	C	$L_C^* = 65 \text{ dB(AI)}$

a) Freileitungen

Die Zielerträge k_{r1} bei Freileitungsgeräuschen werden nach Tabelle 3/24 ermittelt, die im folgenden erläutert wird.

Zeile 3:

Der Schallpegel einer Freileitung, die sich wie eine linienförmige Geräuschquelle verhält, nimmt bei ungehinderter Schallausbreitung mit Verdopplung des Abstands um 3 dB(A) ab. Wird jedoch die Bebauung, Bepflanzung und Bewuchs berücksichtigt, so ist nach /34/ mit einer größeren Geräuschminderung zu rechnen. Bei der Flächenberechnung nach Spalte 3 wird daher eine erhöhte Pegelabnahme von 4 dB(A) pro Abstandsverdopplung zugrunde gelegt, die für die Umgebungsbedingungen bei den Modellnetzen als realistischer Wert angesehen wurde. Daraus folgt, daß der Schalldruck p mit zunehmendem Abstand r von der Freileitung nach Gleichung (3.1) abnimmt.

$$p \sim \left(\frac{1}{r}\right)^{0,66} \quad (3.1)$$

Der Schalldruckpegel L_p ist nach /29/ durch Gleichung (3.2) definiert

$$\frac{L_p}{\text{dB}} = 20 \cdot \log \frac{p}{p_0} \quad (3.2)$$

wobei $p_0 = 2 \cdot 10^{-4}$ bar der Bezugsschalldruck ist. Hiermit folgen die gesuchten Flächen $F_{1,2}$ nach Zeile 3.

Zeile 4

Während eine Kühlstation ständig ein Geräusch konstanter Lautstärke erzeugt, hängt der Geräuschpegel bei Freileitungen von dem Wetter ab. Um dies zu erfassen, werden zwei charakteristische Wetterzustände betrachtet, deren unterschiedliche Einflußdauer durch einen Zeitfaktor berücksichtigt wird. Nach einer Statistik des deutschen Wetteramtes ist die Dauer der Wetterarten folgendermaßen verteilt:

Trockenheit	82%
Nebel	5%
Regen	13%

Mit diesen als Zeitfaktoren bezeichneten Werten werden die Flächen $F_{1,2}$ in Zeile 3 korrigiert und zu der Fläche F_3 nach Zeile 4 zusammengefaßt.

	Bemerkungen	Berechnungsgleichung
1 Ausführungsformen F_I	nach Tabelle 3/1	---
2 Schallpegel am Rande des Schutzstreifens	Trockenheit: L_1 in dB(A) feuchtes Wetter, Nebel : L_2 (dB(A))	---
3 Fläche, auf der der Schwellwert über- schritten wird pro 100 km Trassenlänge	Trockenheit: F_1 feuchtes Wetter, Nebel : F_2	$F_{1,2} = b_T \cdot (10^{0,075(L_{1,2} - L_{A,B,C}) - 1}) \cdot l_B$ b_T : Trassenbreite, l_B : Bezugslänge
4 wetterberichtigte Fläche F_3	Korrektur nach Dauer der Wetterzustände Trockenheit: 82% feuchtes Wetter, Nebel : 18%	$F_3 = 0,82 F_1 + 0,18 F_2$
5 Minuspunkte	---	$M = \frac{F_3}{F_{3j}} \cdot 100$ j: Bezugsausführungsform
6 Zonenfaktor z	Einfluß der Einwohner- dichte $z_{A,B} = 2$; $z_C = 1$	Erläuterung im Text
7 Einschätzung $e_{1,1}$	nach Bild 3.7	---
8 Trassenlängen- faktor l	vorgegeben durch das Modellnetz	$l = \frac{l_T}{l_B}$ l_T : Trassenlänge l_B : Bezugslänge (100 km)
9 Zielerträge k_{I1}	---	$k_{I1} = M \cdot z \cdot e_{1,1} \cdot l$

Tabelle 3/24 Schritte 1-9 zur Gewinnung der Zielerträge k_{I1} bei Freileitungsgeräuschen
($L_{A,B} = 45$ dB(A) ; $L_C = 40$ dB(A))

Zeile 5

Die Beeinträchtigung einer Ausführungsform wird proportional zur Fläche F_3 angenommen. Ausgehend von der Fläche F_{3j} der Bezugsausführungsform B_j , der 100 Minuspunkte zugeordnet sind, werden die Ausführungsformen F_r nach Zeile 5 bewertet.

Zeile 6

Mit den Zonenfaktoren $z_{A,B,C}$ werden die unterschiedlichen Einwohnerdichten in den Zonen A,B,C des betrachteten Verdichtungsraumes berücksichtigt. Hierbei wird von den durchschnittlichen Einwohnerdichten mehrerer deutscher Großstädte (z.B. Hannover, Frankfurt) nach Tab. 3/25 ausgegangen. Die betrachteten Flächen sind kreisförmig und haben den Innen- und Außenradius r_i und r_a . Ihr durchschnittlich bebauter Grünflächenanteil beträgt etwa 40 %.

r_i (km)	r_a (km)	Einw./km ² geschlossen bebaute Fläche
0	1	8700
1	2	12500
2	3	12900
3	4	11500
4	5	8500
5	6	5800

Tabelle 3/25 Mittlere Verteilung der Einwohnerdichte auf der geschlossen bebauten Fläche von deutschen Verdichtungsräumen

Nach Tabelle 3/25 sind die Einwohnerdichten in den Zonen A($r < 1,5$ km) und B($1,5 \text{ km} < r < 4,5$ km) nahezu gleich, während in der Zone C($r > 4,5$ km) vergleichsweise nur etwa die halbe Einwohnerdichte auftritt. Hiermit läßt sich die unterschiedlich betroffene Einwohnerzahl in den Zonen relativ erfassen. Da sich die Gewichtung der Bezugsausführungsformen auf das

Stadtrandgebiet (Zone C) bezieht, wird dessen Zonenfaktor zu $z_C = 1$ festgelegt. Dann ist der Zonenfaktor der Zonen A und B $z_{A,B} = 2$.

Zeile 7

Die geschätzten Minuspunkte $e_{1,1}$ geben an, wie stark ein Freileitungsgeräusch im Vergleich zur Bezugsausführungsform beeinträchtigend wirkt. Sie sind aus der Einschätzungsfunktion nach Bild 3.7 abzulesen.

Zeile 8

Bei mehreren parallel geführten Freileitungen tritt eine Beeinträchtigung entlang derselben Trasse auf, weswegen nicht die Leitungs-, sondern die Trassenlänge l_T maßgebend für den Umfang der Beeinträchtigung ist. Da die Bewertung in den vorhergehenden Spalten auf die Bezugslänge $l_B = 100$ km bezogen ist, erfolgt in diesem Schritt eine Umrechnung nach der vorgegebenen Trassenlänge l_T .

b. Transformatoren und Kühlstationen

Die Berechnung der Zielerträge k_{r1} bei Maschinengeräuschen (Transformatoren, Kühlstationen) erfolgt nach Tabelle 3/26 sinngemäß wie bei Freileitungsgeräuschen.

Zeile 3

Die Geräuschquellen der Stationen werden zur Berechnung der Fläche F , auf der der Schwellwert überschritten wird, näherungsweise punktförmig angenommen. Mit zunehmendem Abstand r von einer punktförmigen Schallquelle nimmt der Schalldruck bei ungehinderter Schallausbreitung umgekehrt proportional zu r ab, was einer Schallpegelabnahme um 6 dB pro Abstandsverdopplung entspricht. Bei der nachfolgenden Flächenberechnung wird ein Zuschlag um weitere 2 dB für zusätzliche Geräuschminderung durch Bebauung, Bepflanzung und Bewuchs zugrunde gelegt. Der Schalldruck p nimmt dann nach Gleichung (3.3) ab.

$$p \sim \left(-\frac{1}{p}\right)^{1,33} \quad (3.3)$$

	Bemerkungen	Berechnungsgleichung
1 Standort der Kühlstationen bzw. Transformatoren	vorgegeben durch das Modellnetz	---
2 Schallpegel L_3 am Rande der Station	s. Tabelle 3/4	---
3 Fläche F , auf der der Schwellwert $(L_{A,B,C} - 10 \text{ dB(A)})$ überschritten wird	---	$F = r_s^2 \cdot (10^{0,075 \cdot (L_3 - (L_{A,B,C} - 10 \text{ dB(A)})) - 1})$ r_s : Radius der Stationsfläche
4 Minuspunkte M	Fläche F_{3j} der Bezugs- ausführungsform B_j nach Tabelle 3/23	$M = \frac{F}{F_{3j}} \cdot 100$
5 Zonenfaktor z	relativ betroffene Einwohnerzahl $z_{A,B} = 2$; $z_C = 1$	---
6 Einschätzung $e_{1,2}$	s. Tabelle 3/20	---
7 Zahl der Kühlstationen n_k	---	$n_k = \frac{l_T}{a_k}$ l_T : Trassenlänge a_k : Kühlstationen-Abstand nach Tabelle 3/2
8 Zahl der Umspannstationen n_u	vorgegeben durch das Modellnetz	---
9 Zielerträge k_{r1}	---	$k_{r1} = M \cdot z \cdot e_{1,2} \cdot n_k$ (bei Transformator- geräuschen n_u anstelle von n_k)

Tabelle 3/26 Schritte 1-9 zur Gewinnung von k_{r1} bei Maschinengeräuschen

Unter der Annahme, daß die Maschinengeräusche nicht mehr beeinträchtigen, wenn ihr Schallpegel um mehr als 10 dB unter dem Immissionsrichtwert $L_{A,B,C}$ liegt, berechnet sich hiermit die gesuchte Fläche F nach Zeile 3.

Zeile 6

Die Einschätzungen $e_{1,2}$ für Transformatoren und Kühlstationen sind der Tabelle 3/20 zu entnehmen.

Es wird angenommen, daß die Immissionsrichtwerte in /75/ für verschiedene Gebiete nach dem Gesichtspunkt festgelegt sind, daß Geräuschquellen mit diesen maximal zulässigen Schallpegeln aus den Umweltgeräuschen an dem jeweiligen Standort in gleichem Maße herausgehört werden. Unter dieser Annahme braucht man nur für ein Gebiet den Einfluß des dort zulässigen Schallpegels einzuschätzen. Die hierfür durchgeführte Einschätzung kann auch für die übrigen Gebiete herangezogen werden.

Zeile 8

Brummgeräusche der Transformatoren werden stationsweise bewertet, wobei der Schalldruckpegel L_p am Stationsrand zugrunde gelegt wird. Dieser setzt sich aus sämtlichen Transformatorgeräuschen der Station zusammen. Daher ist nur noch die Anzahl der Umspannstationen n_u zu berücksichtigen.

c. Schaltanlagen

Die Zielerträge für Schaltgeräusche werden nach Tabelle 3/27 in ähnlicher Weise wie die für Freileitungs- und Maschinengeräusche ermittelt.

3.3.5.2 Teilziel 3: Möglichst geringe optische Beeinträchtigung

Die Zielerträge k_{r3} für die optische Beeinträchtigung durch Freileitungen und unterirdische Leitungen werden nach Tabelle 3/28, 3/29 berechnet.

Bemerkungen		Berechnungsgleichung
1 Ausführungsformen F_r	s. Tabelle 3/3	---
2 Schallpegel L_4 am Rande der Station	---	---
3 Fläche F , auf der der Schwellwert $L_{A,B,C}$ überschritten wird	---	$F = r_s^2 \cdot (10^{0,075 (L_4 - L_{A,B,C}^{*})} - 1)$ $r_s: \text{Radius der Stationsfläche}$
4 Minuspunkte M	Fläche F_{3j} der Bezugsausführungsform B_j nach Tabelle 3/25	$M = \frac{F}{F_{3j}} \cdot 100$
5 Zonenfaktor z	relativ betroffene Einwohnerzahl $z_{A,B} = 2 ; z_C = 1$	---
6 Einschätzung $e_{1,3}$	s. Tabelle 3/20	---
7 Zahl der Schaltanlagen n_s	vorgegeben durch das Modellnetz	---
8 Zielerträge k_{r1}	---	$k_{r1} = M \cdot e_{1,3} \cdot n_s \cdot z$

Tabelle 3/27 Schritte 1-8 zur Gewinnung von k_{r1} bei Schaltgeräuschen
 $(L_{A,B}^{*} = 70 \text{ dB(AI)} ; L_C^{*} = 65 \text{ dB(AI)})$

Ausführungsformen F_r		Bemerkungen		Berechnungsgleichung
1	Minuspunkte $e_{3,1}$ für die Erscheinung des betrachteten Mastkopfbildes nach Tabelle 3/1	s. Tabelle 3/6		---
2	Höhenfaktor h^*	Höhe h und Breite b nach Tabelle 3/6	zugehörige Einschätzungen $e_{3,2}, e_{3,3}, e_{3,4}$ nach Tabelle 3/20	$h^* = 0,01 \cdot e_{3,3}$ $b^* = 0,01 \cdot e_{3,2}$ $p^* = 0,01 \cdot e_{3,4}$
3	Breitenfaktor b^*			
4	Parallelleitungsfaktor p^*	Zahl p der parallel geführten Leitungen vorgegeben durch das Modellnetz		
5				
6	Trassenlängenfaktor l	vorgegeben durch das Modellnetz		$l = \frac{l_T}{l_B}$ l_T : Trassenlänge l_B : Bezugslänge
7	Zielerträge k_{r3}	--		$k_{r3} = e_{3,1} \cdot h^* \cdot b^* \cdot p^* \cdot l$

Tabelle 3/28 Schritte 1-7 zur Gewinnung von k_{r3} für Freileitungsauffälligkeit

	Bemerkungen	Berechnungsgleichung
1 Ausführungsformen F_r	s. Tabelle 3/7	---
2 Einschätzung $e_{3,6}$ für die Schutzstreifenbreite nach Tabelle 3/7	s. Bild 3.10	---
3 Minuspunkte K für die optische Beeinträchtigung durch Kühlstationen bei gekühlten unterirdischen Leitungen	K ist die Differenz der Einschätzungen $e_{3,6}$ für 10 m breiten Schutzstreifen mit und ohne Kühlstationen nach Tabelle 3/20	---
4 Trassenlängenfaktor l	vorgegeben durch das Modellnetz	$l = \frac{l_T}{l_B}$ l_T : Trassenlänge l_B : Bezugslänge
5 Zielerträge k_{r3}	---	$k_{r3} = (e_{3,6} + K) \cdot l$ K entfällt bei unterirdischen Leitungen ohne Kühlstationen

Tabelle 3/29 Schritte 1-5 zur Gewinnung von k_{r3} für die Auffälligkeit unterirdischer Leitungen

Die mit Donaumast ausgeführte 380-kV-DS-Doppelleitung von 100 km Länge dient als Bezugsausführungsform bei der Bewertung der optischen Beeinträchtigung. Ihr ist der Zielertrag $k_{rj} = 100$ zugeordnet, da nach Zeile 3 - 6 die verschiedenen Faktoren zu 1 festgelegt sind. Die Auswirkungen beliebiger anderer Ausführungsformen werden im Verhältnis zur Bezugsausführungsform berücksichtigt. Daher erscheint die multiplikative Verknüpfung für die Ermittlung der Zielerträge nach Zeile 7 sinnvoll.

Die Zielerträge für SF₆-Rohrleitungen sind mit der Einschätzung $e_{3,5}$ entsprechend den Schritten 2,4 und 5 der Tabelle 3/29 zu berechnen.

3.3.5.3 Teilziel 4: Möglichst geringe Behinderung von Verkehrstrassen durch Baustellen

a. Unterirdische Leitungen

Verkehrstrassen werden unter anderem durch Baustellen behindert, die bei der Verlegung und Reparatur unterirdischer Energieleitungen auftreten. Derartige Auswirkungen sollen nach der Länge des Kabelgrabens und der Dauer der Grabenöffnung bewertet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, daß Behinderungen durch Verlegung nur einmalig auftreten, während solche durch Reparaturen entsprechend der Fehlerwahrscheinlichkeit β mehrmals während der Nutzungsdauer möglich sind. Daher wird das Behinderungsmaß der Verlegung auf die kalkulatorische Nutzungsdauer bezogen und mit der jährlichen Behinderung durch Kabelreparaturen nach Tabelle 3/30 Zeile 2 zu T zusammengefaßt. Ausgehend von der Behinderung T_j der Bezugsausführungsform B_j werden die Zielerträge k_{r4} der übrigen Ausführungen nach Tabelle 3/30 bestimmt.

	Bemerkungen	Berechnungsgleichung
1 Ausführungsformen F_r	s. Tabelle 3/7	---
2 Behinderung T	$t_1, l_1, t_2, l_2,$ N_K, β nach Tabelle 3/7	$T = \frac{t_1}{N_K/a} \cdot l_1 + \beta \cdot t_2 \cdot l_2$
3 Minuspunkte M	---	$M = \frac{T}{T_j} \cdot 100$ j: Bezugsausführungs- form
4 Trassenlängenfaktor l	Trassenlänge durch das Mo- dellnetz vor- gegeben	$l = \frac{l_T}{l_B}$ l_B : Bezugs- länge 100 km
5 Zielerträge k_{r4}	---	$k_{r4} = M \cdot l$

Tabelle 3/30 Schritte 1-5 zur Gewinnung von k_{r4} für die Behinderung von Verkehrstrassen durch Baustellen bei unterirdischen Leitungen

b. Freileitungen und oberirdische SF₆-Rohrleitungen

Die Zielerträge k_{r4} für Freileitungen und oberirdische SF₆-Rohrleitungen sind direkt aus den Einschätzungen $e_{4,1}$ und $e_{4,2}$ nach Tabelle 3/20 zu gewinnen. Es folgt lediglich eine Umrechnung nach der Trassenlänge wie in Zeile 4 der Tabelle 3/30.

3.3.5.4 Zielerträge für die Teilziele 5, 7, 8

Für die Teilziele $j = 5, 7, 8$ nach Tabelle A2 (Anhang II) können die Zielerträge k_{rj} nach dem Berechnungsschema in Tabelle 3/31 ermittelt werden.

	Teil- ziel j	Bemerkungen	Berechnungs- gleichung
1 Ausführungsformen	5	s. Tabelle 3/8	---
	7	s. Tabelle 3/1,3/7	
	8	s. Tabelle 3/1,3/7	
2 Einschätzungen e_{jn}	5	s. Tabelle 3/20	
	7	s. Bild 3.8	
	8	s. Tabelle 3/20	
3 Trassenlängenfaktor l		---	$l = \frac{l_T}{l_B}$
4 Zielerträge k_{rj}	5	---	$k_{rj} = e_{jn} \cdot l$
	7		
	8		

Tabelle 3/31 Schritte 1-4 zur Gewinnung der Zielerträge k_{rj} für die Teilziele 5, 7, 8.

5 : Bodenverschmutzung

7 : Beeinträchtigung der Raumordnung

8 : Beeinträchtigung fremder Trassen

4. Gesamtbeurteilung von Energieversorgungsnetzen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Wirksamkeit

4.1 Barwerte

Die betrieblichen Aufwendungen sind wegen der hohen Kapitalintensität der elektrischen Energieübertragung unter den in Tabelle A1 (Anhang II)erfaßten Größen von besonderer Bedeutung.

Zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der Modellnetze in /9/ wird die Kapitalwertmethode angewandt. Sie weist gegenüber anderen Methoden der Investitionsrechnung (Methode des internen Zinsfußes, Annuitätsmethode) den Vorteil auf, daß die aktualisierten Gesamtausgaben der Alternativen, d. h. die Barwerte $B(t_0)$ zum Bezugszeitpunkt t_0 , direkt miteinander verglichen werden können. Für elektrische Energieversorgungsnetze interessiert ausschließlich der Ausgaben-Barwert, in dem die Aufwendungen für die Errichtung, Instandhaltung, Energieverluste und Steuern zusammengefaßt sind.

$$B(t_0) = B_{\text{ges}} = A_I + \sum_{j=1}^m A_j q^{-j} - R_m q^{-m} \quad (4.1)$$

Dabei bedeutet:

- $q = 1+i$ der Diskontfaktor in Abhängigkeit des Kalkulationszinssatzes i ,
- m die Zahl der betrachteten Jahre
- A_I die Investitionsausgabe zum Bezugszeitpunkt t_0 , d.h. der Barwert aller Ausgaben während der Bauzeit,
- A_j die Betriebsausgabe im Jahre j ,
- R_m der Restwert im Jahre m .

Bei den Investitionsrechnungen sind zwar die Rechenverfahren exakt, aber die Eingangsdaten in der Rechnung werden teilweise

nur abgeschätzt. Daher sind auch die Ergebnisse der Investitionsrechnungen mit Unsicherheiten behaftet, deren Einfluß nach /80,81 / durch verschiedene Untersuchungen zu erfassen ist:

- Den Rechendaten werden Unsicherheitsfaktoren zugeordnet.
- Ausgabenerwartungen werden bewußt erhöht, Einnahmeerwartungen dagegen erniedrigt.
- Die Investitionsrechnung wird mehrfach mit unterschiedlicher Datenkonstellation durchgeführt (wahrscheinlichste, günstigste und ungünstigste Datenkonstellation).
- Die pay-off-Periode wird als Entscheidungskriterium ermittelt. Es ist der Zeitraum, dessen Netto-Einnahmenüberschüsse gerade dem zu Beginn investierten Betrag, d. h. dem Anschaffungswert der Investition entspricht.
- Der Kalkulationszinsfuß wird nach dem eingeschätzten Risiko der Investition variiert.

Bei den in /9/ durchgeführten Investitionsrechnungen elektrischer Übertragungsnetze wurden die Barwerte auch nur näherungsweise ermittelt, was im einzelnen auf folgenden Vereinfachungen beruht:

- Die Investitionskosten verschiedener Betriebsmittel werden näherungsweise mit Kostenformeln berechnet, die zwar den Rechengang wesentlich erleichtern, aber gegenüber der exakten Rechnung abweichen können. Den Ergebnissen nach den Kostenformeln für Freileitungen ist ein Streubereich von $\pm 10\%$ bis $\pm 20\%$ zuzuordnen /82, 9/.
- Richtwerte für die Kosten der Betriebsmittel basieren auf den Preisen eines Stichtages. Die Verteuerung der Materialpreise und der Zuwachs von Arbeitskosten werden meist nicht berücksichtigt, so daß die Richtwerte nur ungefähr den tatsächlichen Tageswert wiedergeben.
- Zusatzkosten, wie sie z. B. durch Erschwernisse beim Leitungsbau entstehen, werden pauschal durch einen Mehrkostenfaktor berücksichtigt /9/.

Aufgrund dieser Näherungen können die Ausgaben, die der Investitionsrechnung zugrunde gelegt werden, von den tatsächlichen Aufwendungen erheblich abweichen. Da davon ausgegangen werden kann, daß diese Abweichungen der Investitionsbeträge zwischen Planung und Ausführung bei den Netzausbauvarianten prozentual etwa gleich sind, haben sie auf die im Wirtschaftlichkeitsvergleich durchgeführte Beurteilung und Rangordnung der Alternativen meist keinen Einfluß.

4.2 Nicht zeitgerecht gelieferte Energie

Die Zuverlässigkeit von Netzen der elektrischen Energieversorgung hängt ab von dem Netzaufbau sowie der Zuverlässigkeit und den Übertragungsleistungen der Betriebsmittel. Mit diesen Angaben lassen sich nach verschiedenen Methoden /83/ Aussagen über die Zuverlässigkeit einzelner Netzknoten und für ganze Netze gewinnen.

In der vorliegenden Untersuchung über die Streuung der Netzzuverlässigkeit wird als Kenngröße die "nicht zeitgerecht gelieferte Energie" herangezogen. Sie hängt ab von dem Beobachtungszeitraum t und wird kurz als Ausfallenergie $W(t)$ bezeichnet. Sie ergibt sich dadurch, daß infolge des Ausfalls eines oder mehrerer Betriebsmittel die verfügbare Leistung unter den Leistungsbedarf der Verbraucher absinkt. In der Ausfallenergie sind die jeweilige Dauer, das Leistungsdefizit und die Wahrscheinlichkeit der Versorgungsunterbrechungen zu einer Bewertungsgröße zusammengefaßt, die sich daher zur Kennzeichnung der Netzzuverlässigkeit besonders gut eignet.

Ausgehend von der Berechnung des Erwartungswertes der Ausfallenergie $E(W(t))$ wird die Streuung der Ausfallenergie untersucht. Hierbei wird einmal betrachtet, daß die Zuverlässigkeitskenndaten von Betriebsmitteln sich statistisch nicht genau ermitteln lassen und demzufolge der Erwartungswert der Ausfallenergie $E(W(t))$ eine mit Streuung behaftete Wahrscheinlichkeitstheoretische Größe ist. Zum anderen wird be-

rücksichtigt, daß die Ausfallenergie $W(t)$ sich aus statistisch verteilten Zufallsgrößen zusammensetzt und sie daher auch selbst eine Zufallsvariable ist.

4.2.1 Erwartungswert der Ausfallenergie

4.2.1.1 Ausfallenergie durch störungsbedingte Ausfälle ohne und mit Wartung

In /9/ werden mit den Ausfalldaten nach Tabelle 4/1 die Erwartungswerte der jährlichen Ausfallenergie $E(W(1a))$ von Modellnetzen berechnet. Um den Rechenaufwand in vertretbaren Grenzen zu halten, wird hierbei ein analytisches Modell mit den folgenden Vereinfachungen zugrunde gelegt:

- Betriebsmittel eines Netzschutzbereiches werden zu einer Komponente zusammengefaßt, die durch die maximale Übertragungsfähigkeit und die mittlere Ausfallhäufigkeit beschrieben wird.
- Anstelle der zeitaufwendigen Lastflußrechnung wird näherungsweise ein vollkommen steuerbarer Lastfluß angenommen, der durch die maximale Übertragungskapazität der Betriebsmittel in seiner Höhe beschränkt ist.
- Alle Verbraucher werden durch die gleiche Jahresdauerlinie charakterisiert.
- Stochastische Unabhängigkeit der Ergebnisse wird vorausgesetzt.
- Abschaltungen der Betriebsmittel für die Wartung bleiben unberücksichtigt.
- Nur die Betriebszustände der Netzkomponenten "Betrieb" und "Nichtbetrieb" infolge von Reparatur werden vorausgesetzt.
- Das Netz wird nach einer Störung so zusammengeschaltet, daß die höchste Zuverlässigkeit erreicht wird.
- Zeitlich veränderliche Ausfallwahrscheinlichkeiten werden durch ihren Mittelwert berücksichtigt.

- Bei Leitungen wird die Ausfallhäufigkeit proportional zu ihrer Länge angenommen.

Betriebsmittel	$\frac{h}{1/100 \text{ km} \cdot a}$	$\frac{E(T_E)}{h}$	$\frac{E(T_{BW})}{a}$	$\frac{E(T_W)}{h}$
380-kV-Freileitung	0,8	2	3	16
380-kV-Kabel	0,5	168	4	1
110-kV-Freileitung	0,8	2	3	16
110-kV-Kabel	0,5	72	4	1
Transformator	$\frac{3}{100 \text{ Stück} \cdot a}$	96	1	6

Tabelle 4/1 Zuverlässigkeitskenndaten konventioneller Betriebsmittel /9/

- h : störungsbedingte mittlere Ausfallhäufigkeit nach Gl. (4.4)
- $E(T_E)$: mittlere Ersatzzeit pro störungsbedingtem Ausfall
- $E(T_{BW})$: mittlere Betriebszeit zwischen zwei planmäßigen wartungsbedingten Abschaltungen
- $E(T_W)$: mittlere Wartungsdauer für die planmäßige Wartung

Die Berechnung der Ausfallenergie wird an einem Teilnetz nach Bild 4.1 erläutert. Zunächst wird der Erwartungswert der Ausfallenergie im Lastknoten r betrachtet. Zu seiner Versorgung stehen p Betriebsmittel zur Verfügung, für die es theoretisch

$$u = \sum_{k=1}^p \binom{p}{k} \quad (4.2)$$

Ausfallkombinationen gibt, wobei k die Anzahl der gleichzeitig ausgefallenen Betriebsmittel ist. Es tritt dann eine Versorgungsunterbrechung auf, wenn die am Knoten r verfügbare Leistung S_{ri} bei einer Ausfallkombination i kleiner ist als seine zeitlich variable Belastung $S_r(x)$.

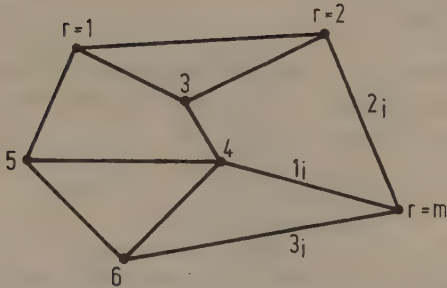


Bild 4.1 Teilnetz mit $m=7$ Lastknoten bei der Ausfallkombination i , die die Zweige 1_i , 2_i und 3_i einschließt

Die Wahrscheinlichkeit P_{ri} einer Ausfallkombination i im Knoten r mit $j_i = 1_i, 2_i, 3_i \dots k_i$ Betriebsmitteln ist praktisch gleich dem Produkt ihrer stationären Nichtverfügbarkeiten N_{j_i}

$$P_{ri} = \prod_{j_i}^{k_i} N_{j_i}, \quad (4.3)$$

wobei die Nichtverfügbarkeiten N aus den Ausfalldaten nach Tabelle 4/1 bestimmt werden:

$$N = \frac{E(T_E)}{E(T_E) + E(T_B)} = h \cdot c \cdot E(T_E) \quad (4.4)$$

$h, E(T_E)$: nach Tabelle 4/1

c : Menge (Transformatoren, Leitungslänge)

Die Nichtverfügbarkeiten von elektrischen Betriebsmitteln sind so klein, daß Ausfälle höherer als zweiter Ordnung meist auszuschließen sind. Allgemein folgt für den Erwartungswert der Ausfallenergie eines Lastknotens r

$$E(W(t))_r = \sum_{i=1}^r P_{ri} \cdot \int_0^t (S_r(x) - S_{ri}) dx \quad (4.5)$$

wobei $S_{r1} < S_r(x)$

und s_r die Anzahl der für den Knoten r relevanten Ausfallkombinationen ist.

Der Erwartungswert der gesamten Ausfallenergie des Teilnetzes ist gleich der Summe der Ausfallenergien über alle Lastknoten $r = 1, 2 \dots m$.

$$E(W(t)) = \sum_{r=1}^m (E(W(t)))_r \quad (4.6)$$

Nach diesem Rechenverfahren erhält man unter den genannten Voraussetzungen für das Modellnetz in Bild 4.2 die jährliche Ausfallenergie $E(W(1a))$ nach Tabelle 4/2.

Weiterhin ergibt die Analyse des Modellnetzes:

- Einfachausfälle führen in keinem Fall zu Versorgungsunterbrechungen, d. h. das n-1-Planungsprinzip ist gewahrt.
- Doppelausfälle führen zum Teil zu Versorgungsunterbrechungen.
- Mehrfachausfälle von höherer als zweiter Ordnung sind sehr unwahrscheinlich und liefern daher keine nennenswerten Beiträge.

380-kV-Netz	Transformatoren	110-kV-Netz	Summe
0,1398 MWh	0,5971 MWh	0,3593 MWh	1,096 MWh

Tabelle 4/2 Jährliche Ausfallenergie $E(W(1a))$ für das Modellnetz in Bild 4.2 ohne Berücksichtigung der wartungsbedingten Nichtverfügbarkeit.

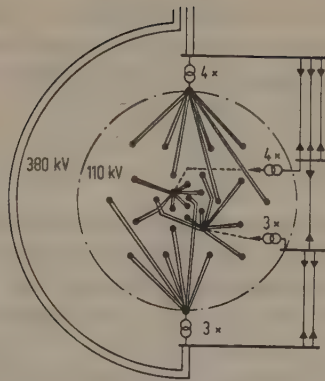


Bild 4.2 Modellnetz: Versorgung eines Verdichtungsraumes mit 110-kV-Doppelkabeln, je zwei Umspannwerken am Rand und im Zentrum mit Transformatoren 380/110 kV, 300 MVA und 30 Stationen je 110/10 kV, 100 MW /9/. Die benötigte Leistung wird über einen Freileitungs-Halbring und über zwei im Zentrum endende leistungsstarke Übertragungen mit je zwei bzw. drei 500-MVA-Kabeln zugeführt. Bei einem Lastgrad $m=0,71$ beträgt der jährliche Energieverbrauch $18,4 \cdot 10^6$ MWh.

Neben der Möglichkeit, daß sich zwei Betriebsmittel gleichzeitig im störungsbedingten Nichtbetriebszustand befinden, ist zu berücksichtigen, daß ein Betriebsmittel während der Wartung eines anderen ausfällt. Der umgekehrte Fall, daß mit der Wartung eines Betriebsmittels begonnen wird, das zur unterbrechungsfreien Versorgung unbedingt benötigt wird, ist auszuschließen. Die Wahrscheinlichkeit, daß während der relativ kurzen Wartungsdauern T_W zwei oder mehr Betriebsmittel, die für dieselbe Versorgungsunterbrechung relevant sind, ausfallen und gleichzeitig im störungsbedingten Nichtbetriebszustand sind, ist vernachlässigbar klein.

Unter zusätzlicher Berücksichtigung der wartungsbedingten Nichtverfügbarkeiten N in Gleichung (4.3) ergibt sich die gesamte jährliche Ausfallenergie $E(W(1a))$ des betrachteten Modellnetzes nach Tabelle 4/3 /84/. Dabei wird die wartungsbedingte Nichtverfügbarkeit N mit den Daten nach Tabelle 4/1 berechnet zu

$$N = \frac{E(T_W)}{E(T_{BW}) + E(T_W)} \quad (4.7)$$

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, daß die Wartung erheblichen Einfluß auf die Gesamt-Ausfallenergie haben kann und neben den ausschließlich störungsbedingten Ausfällen unbedingt in die Zuverlässigkeitsanalyse einzubeziehen ist.

380-kV-Netz	Transformatoren	110-kV-Netz	Summe
0,422 MWh	3,085 MWh	0,477 MWh	3,92 MWh

Tabelle 4/3 Jährliche Ausfallenergie $E(W(1a))$ des Modellnetzes in Bild 4.2 unter Berücksichtigung der wartungsbedingten Nichtverfügbarkeit.

4.2.1.2 Programm zur Zuverlässigkeitsberechnung

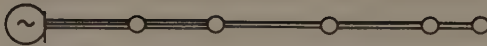
Die im Abschnitt 4.2.1.1 angegebenen Zuverlässigkeitsergebnisse für ein Modellnetz wurden mit Hilfe des hier beschriebenen Programms ermittelt.

Bei der programmtechnischen Behandlung der Zuverlässigkeitsrechnung bereitet vor allem das Auffinden derjenigen Netzzustände Schwierigkeiten, die aufgrund ihrer Eintritts-Wahrscheinlichkeit und der nicht gelieferten Energie nach Gleichung (4.5) nennenswert zur Gesamt-Ausfallenergie beitragen. Da die Lösung dieser Aufgabe mit vertretbaren Rechenzeiten noch nicht vorliegt, wurde zur Zuverlässigkeitsuntersuchung der Modellnetze in /84/ ein Programm entwickelt, das von den folgenden vereinfachenden Bedingungen ausgeht. Für die nach dem n-1-Prinzip geplanten Modellnetze gilt, daß die

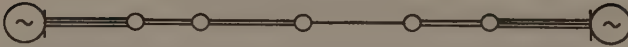
Ausfallenergie, wie aus Tabelle 4/2 zu ersehen, nur durch Doppelausfälle gleichartiger Komponenten wie z. B. Transformatoren, Freileitungen oder Kabel verursacht wird. Da das $n-1$ -Prinzip für jedes Betriebsmittel gelten muß, kann beispielsweise der gleichzeitige Ausfall eines Transformators und einer Freileitung keine Versorgungsunterbrechung bewirken. Dadurch ist es möglich, den Einfluß jeder Komponentenart getrennt von den übrigen zu untersuchen.

Die Gesamtwahrscheinlichkeit einer Ausfallkombination setzt sich theoretisch aus den Einzelwahrscheinlichkeiten für den Betriebs- bzw. Nichtbetriebszustand sämtlicher Betriebsmittel zusammen. Näherungsweise kann jedoch diese Gesamtwahrscheinlichkeit aus den Ausfallwahrscheinlichkeiten der ausgefallenen Betriebsmittel bestimmt werden, da sich die übrigen Betriebsmittel mit der Wahrscheinlichkeit von nahezu 1 im Betriebszustand befinden.

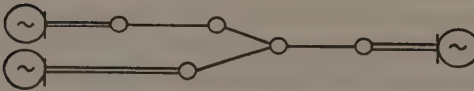
Die Netze haben unterschiedliche Konfigurationen, deren Ausfallenergien ermittelt werden. Folgende fünf Konfigurationen (Bild 4.3), die dem $n-1$ -Prinzip genügen und nach denen die Ausfallenergie vieler realer Netze und Teilnetze bestimmt werden kann, sind in dem Programm enthalten:



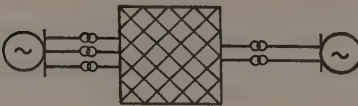
a) Strahl mit einer Einspeisung



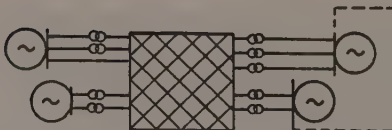
b) Spange mit zwei Einspeisungen



c) Masche mit drei Einspeisungen



d) Teilnetz mit zwei Einspeisungen



e) Teilnetz mit mehreren Einspeisungen

= Doppelleitung

(~) Einfachleitung
mit Einspeisung

○ zu untersuchender
Knoten

⊖ zu untersuchender
Transformator bei
Netzkupplungen

--- Kuppelleitungen

Bild 4.3 Durch Netzumwandlungen erreichbare
typische Netzstrukturen

a) Strahl mit einer Einspeisung

Der Strahl muß aufgrund des n-1-Planungsprinzips an jeder Stelle so stark ausgelegt sein, daß der Ausfall eines Betriebsmittels für die nachfolgenden Verbraucher noch keine Versorgungsunterbrechung zur Folge hat. Daraus ergibt sich daß nur Doppelausfälle von parallel geschalteten Leitungsabschnitten zu Versorgungsunterbrechungen führen können.

Die Untersuchung von Strahlen mit Verzweigungen läßt sich in einfacher Weise auf die des Strahls zurückführen.

b) Strahl mit zwei Einspeisungen

Bei der Untersuchung der Spange werden die beiden Fälle unterschieden, daß der Doppelausfall in parallelen oder versetzt liegenden Leitungsabschnitten auftritt.

c) Strahl mit drei Einspeisungen

Diese Anordnung wird nach Abschnitt 4.2.1.1 unter der vereinfachenden Annahme untersucht, daß bei einem Doppelausfall die noch abnehmbare Leistung im untersuchten Knoten optimal auf die im Betrieb verbleibenden Betriebsmittel aufgeteilt wird. Unter dieser Voraussetzung werden die folgenden Kombinationen untersucht:

- Doppelausfall an parallelen Komponenten eines Abschnitts
- Zwei Ausfälle in unterschiedlichen Abschnitten von einem der drei Strahlen
- Zwei Ausfälle in Abschnitten unterschiedlicher Strahlen.

d) Teilnetz mit zwei Einspeisungen

Die Berechnung der Ausfallenergie ergibt sich aus den Leistungsdefiziten, die durch Doppelausfälle der einspeisenden Komponenten verursacht werden; die optimale Aufteilung der noch verfügbaren Leistung an die Verbraucher und somit das

Energiedefizit werden ausschließlich durch die Topologie des Teilnetzes bestimmt. So ist z. B. bei gleichzeitigem Ausfall der beiden rechts einspeisenden Komponenten (Transformatoren) in Bild 4.3 je nach Vermaschung des Teilnetzes eine mehr oder minder unterbrechungsfreie Versorgung möglich.

e) Teilnetz mit mehreren Einspeisungen

Bei dieser Konfiguration wird berücksichtigt, daß zwei der Einspeisungen eine gemeinsame Quelle besitzen, was in Bild 4.3 durch die gestrichelte Linie angedeutet ist.

Die Einspeisungen sind im allgemeinen über das Verbrauchernetz sehr stark vermascht. In diesem Fall ist es nicht mehr möglich, den genauen Lastfluß bei Unterbrechungen auf einfache Weise zu ermitteln. Vereinfachend wurde daher im Programm angenommen, daß die verfügbare Leistung auf alle Verbraucher des Netzes im gleichen Maße aufgeteilt werden kann. Für die Modellnetze nach /9/ bestätigte sich diese Annahme als richtig.

4.2.2 Einfluß der Datenungenauigkeit auf den Erwartungswert der Ausfallenergie

4.2.2.1 Ungenauigkeit der Zuverlässigkeitskennndaten von Betriebsmitteln

Aufgrund der hohen Zuverlässigkeit der Betriebsmittel der Elektrizitätsversorgung sind ihre stochastischen Zuverlässigkeitskenngrößen nicht genau zu bestimmen. Die aus der Störungs- und Schadensstatistik /51/ zu entnehmenden Zahlenwerte sind nur ein Anhalt für die wahren Zahlenwerte und gelten daher nur näherungsweise. Der Unsicherheitsgrad der wahren Zahlenwerte kann ausgehend von den statistischen Urdaten durch Vertrauensgrenzen oder Wahrscheinlichkeitsverteilungen angegeben werden /85, 86/, wobei das Bayes'sche Theorem /85/ einen praktikablen Lösungsansatz liefert.

Zur Veranschaulichung des Problems denke man an ein Würfelspiel mit einem homogenen Würfel. Jede der sechs Zahlen 1 ... 6 auf dem Würfel tritt mit derselben Wahrscheinlichkeit $1/6$ auf. Es ist bekannt, daß die Auftrittshäufigkeit jeder Zahl umso näher den Wert $1/6$ erreicht, je größer die Wurfzahl ist. Werden beispielsweise mehrmals nur sechs Würfe durchgeführt, so wird die mittlere Augenzahl $\frac{1}{6} \sum_{i=1}^6 i = \frac{21}{6}$ stark abweichen. Würfelt man dagegen jeweils 1000 mal, so ergeben sich Mittelwerte, die sich nur äußerst wenig von dem Wert $21/6$ unterscheiden.

In ähnlicher Weise hängt auch die Abweichung zwischen dem wahren Mittelwert $E(X)$ (Erwartungswert) der Zufallsgröße X , z. B. der Betriebsdauer T_B , und dem Mittelwert $E(T_B)$ aus einer Stichprobe von dem Stichprobenumfang s ab. Dieser Zusammenhang läßt sich am besten durch die Dichtefunktion $f(\bar{E}(T_B), E(T_B))$ für den Erwartungswert $E(T_B)$ angeben, die für große Stichprobenumfänge s näherungsweise folgende Normalverteilung annimmt:

$$f(\bar{E}(T_B), E(T_B)) = \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(E(T_B) - \bar{E}(T_B))^2}{2 \sigma_s^2}} \quad (4.8)$$

$$\sigma_s = \frac{\sigma}{\sqrt{s}}$$

σ : Streuung der Verteilung der Betriebsdauer T_B

s : Stichprobenumfang

$\bar{E}(T_B)$: arithmetischer Mittelwert aus der Stichprobe

Bei exponential verteilten Betriebsdauern stellt Gl. (4.8) schon für Stichprobenumfänge $s > 30$ eine gute Näherung dar /87/.

Die vom Stichprobenumfang abhängige Wahrscheinlichkeitsverteilung der nach Gl. (4.4) definierten Nichtverfügbarkeiten N von Betriebsmitteln, deren Betriebs- und Instandsetzungs-

dauern T_B und T_E exponential verteilt sind, kann exakt ermittelt werden. Eine Exponentialverteilung der Betriebs- bzw. Instandsetzungsdauern liegt dann vor, wenn die Ausfall- und Instandsetzungsraten λ und μ der Betriebsmittel konstant sind.

In /87/ wird die Lösung für die Verfügbarkeit V , die das Komplement der Nichtverfügbarkeit zu 1 ist, angegeben.

Erste Untersuchungen über den Einfluß der Unsicherheit der Komponentendaten auf die Zuverlässigkeitsergebnisse von Systemen liegen bereits vor /86,88,89/.

4.2.2.2 Dichtefunktionen des Erwartungswertes der Ausfallenergie

In /89/ wird für die vier Modellnetze nach Bild A4 (Anhang II) Die Ausfallenergie unter Berücksichtigung der Streuung der Ausfalldaten bestimmt. Hierbei wird von dem Erwartungswert der jährlichen Ausfallenergie $E(W(1a))$ ausgegangen. Da nach Abschnitt 4.2.1 nur Doppelausfälle gleichartiger Komponenten wesentliche Beiträge zur Ausfallenergie liefern, kann folgende Gleichung für $E(W(1a))$ aufgestellt werden.

$$E(W(1a)) = \sum_{i=1}^k A_i \cdot N_{ai}^2 + \sum_{i=k+1}^l B_i \cdot N_{bi}^2 + \sum_{i=l+1}^m C_i \cdot N_{ci}^2 \quad (4.9)$$

- i : Kennzeichen eines bestimmten Doppelausfalls
- N_{ai}, N_{bi}, N_{ci} : Nichtverfügbarkeiten der Netzkomponenten-Gruppen a, b, c (z. B. nach Tab. 4/1) nach Gl. (4.4) beim Doppelausfall i
- A_i, B_i, C_i : Energiebeiträge durch Doppelausfälle i

Die Ungenauigkeit von $E(T_E)$ und $E(T_B)$ hat auch eine Streuung der nach Gl. (4.4) definierten Nichtverfügbarkeit N zur Folge. Diese wird bei der Berechnung der Ausfallenergie dadurch berücksichtigt, daß die Nichtverfügbarkeiten N_{ai}, N_{bi}, N_{ci} in Gleichung (4.9) als normal verteilte Zufallsgrößen

angesehen werden. Bei 30 Wertepaaren ($s = 30$) für die Betriebs- und Instandsetzungsdauer beträgt die Standardabweichung der Nichtverfügbarkeit N 25 % des Erwartungswertes $E(N)$, der sich für unendlich großen Stichprobenumfang ergeben würde. Meist können der Störungsstatistik größere Stichproben entnommen werden, so daß der Wert 25 % eher eine ungünstige Abschätzung der Streuung der Ausfallenergie bedeutet. Die Annahme einer Normalverteilung trifft nach Abschnitt 4.2.2.1 annähernd zu, falls die Stichprobenumfänge der Betriebs- und Instandsetzungsdauern T_B und T_E groß genug sind. Unter diesen Voraussetzungen wird der Einfluß der Datenungenauigkeit auf das Ergebnis der Zuverlässigkeitsrechnung ermittelt. Es ergibt sich eine erhebliche Streuung der als Zufallsvariable betrachteten mittleren Ausfallenergie $\bar{W}(1a)$, die in Bild 4.4 durch die Standardabweichung $\sigma_{\bar{W}}$ und den 90 %-Vertrauensbereich gekennzeichnet ist. Hieraus ist als wesentliches Ergebnis zu erkennen, daß sich die vier Modellnetze bei der berücksichtigten Datenungenauigkeit in ihren mittleren Ausfallenergien nicht signifikant unterscheiden.

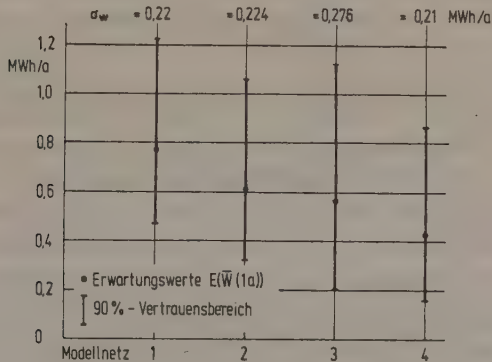


Bild 4.4 Streuung der mittleren jährlichen Ausfallenergie $\bar{W}(1a)$ der Modellnetze 1-4 nach Bild A4 unter Berücksichtigung der relativen Streuung $\sigma = 0,25$ der Nichtverfügbarkeiten N_{ai} , N_{bi} , N_{ci}

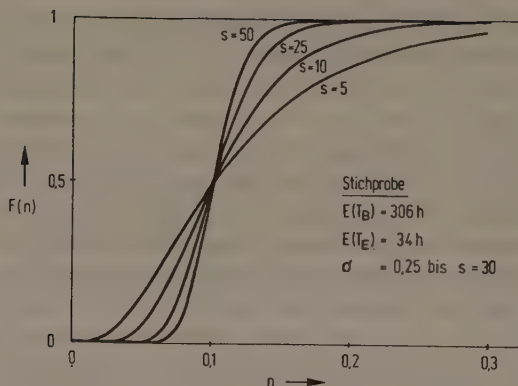


Bild 4.5 Verteilungsfunktionen $F(n)$ der Nichtverfügbarkeit N bei exponential verteilter Betriebs- und Instandsetzungsdauer T_B und T_E für unterschiedlichen Stichprobenumfang s

In einer weiteren Untersuchung wird die Streuung der Ausfallenergie $W(t)$ /90/ unter der Annahme berechnet, daß die Betriebs- und Instandsetzungsdauern T_B und T_E der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit N nach Gleichung (4.4) exponential verteilt sind. Abhängig von den Stichprobenumfängen s , die aus diesen Exponentialverteilungen vorliegen, lassen sich dann die Verteilungsfunktionen $F(n)$ der Nichtverfügbarkeit N berechnen, die für ein Beispiel in Bild 4.5 dargestellt sind.

Wird in Gl. (4.9) mit den Verteilungsfunktionen der Nichtverfügbarkeiten gerechnet, so erhält man für die mittlere Ausfallenergie $W(t)$ ebenfalls eine Wahrscheinlichkeitsverteilung. Es ergibt sich dann z. B. für das Modellnetz nach Bild 4.2 die Dichtefunktion in Bild 4.6. Hierbei ist ein längerer Beobachtungszeitraum von $t = 50\,000$ Stunden und ein Stichprobenumfang $s = 50$ zugrunde gelegt.

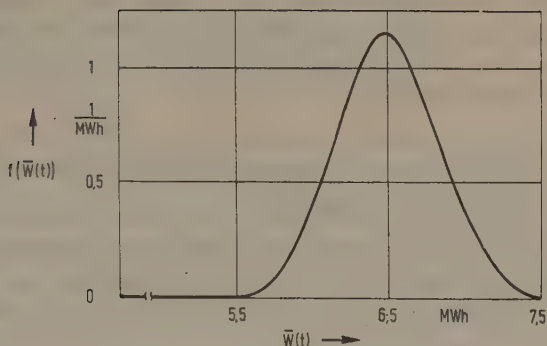


Bild 4.6 Dichtefunktion der mittleren Ausfallenergie $\bar{W}(t)$ des Modellnetzes nach Bild 4.2 ($t = 50\,000\text{ h}$, $s = 50$
 $E(\bar{W}(t)) = 6,25\text{ MWh}$, $\sigma_{\bar{W}}(t) = 0,338\text{ MWh}$)

In Gl. (4.9) hängen nur die Energiebeiträge A_i , B_i , C_i vom Beobachtungszeitraum ab. Aufgrund dieser linearen Abhängigkeit wächst sowohl der Erwartungswert $E(W(t))$ als auch die Standardabweichung σ_W proportional zu t an.

4.2.3 Statistisch zu erwartende Ausfallenergie

Während sich der Erwartungswert der Ausfallenergie $E(W(t))$ mit den Erwartungswerten der Betriebs- und Ersatzzeiten ($E(T_B)$ und $E(T_E)$) bestimmen läßt, sind für die folgende Untersuchung der Streuung der statistischen Ausfallenergie $W(t)$ die Verteilungsfunktionen von T_B und T_E erforderlich. Es wird davon ausgegangen, daß infolge der Verteilung der Betriebszeit verschiedene Ausfallhäufigkeiten während des Beobachtungszeitraumes mit unterschiedlicher Wahrscheinlichkeit zu erwarten sind. Weiterhin können bei Ausfällen die Ersatzzeiten entsprechend ihrer Wahrscheinlichkeitsverteilung variieren.

Aus den als bekannt vorausgesetzten Verteilungsfunktionen der Betriebs- und Ersatzzeiten wird die akkumulierte Ersatz-

zeit einer Ausfallkombination während des Beobachtungszeitraumes ermittelt. Hieraus folgt mit dem mittleren Leistungsdefizit, das durch die ausgefallenen Betriebsmittel verursacht wird, die Verteilungsfunktion der statistisch zu erwartenden Ausfallenergie /90/.

4.2.3.1 Verteilung der Gesamt-Ausfallzeit während eines Beobachtungszeitraumes

In einem zweistufigen Erneuerungsprozeß mit den aufeinanderfolgenden Zuständen "Betrieb" und "störungsbedingter Nichtbetrieb" nach Bild 4.7 werden die Verweilzeiten ξ_n und η_n in diesen Zuständen betrachtet.

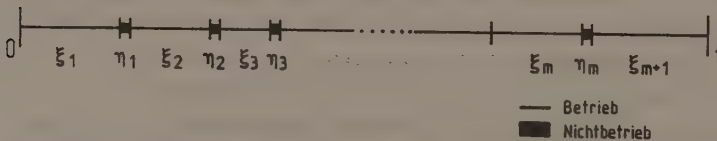


Bild 4.7. Zweistufiger Erneuerungsprozeß einer Netzkomponente

ξ_n und η_n sind nicht-negative Zufallsvariabel mit $P(\xi_n \leq x) = G(x)$ und $P(\eta_n \leq x) = H(x)$. Die Verteilungsfunktionen $G(x)$ bzw. $H(x)$ geben die Wahrscheinlichkeit P an, mit der ξ_n bzw. η_n den Wert x nicht überschreiten. Mit $\alpha(t)$ und $\beta(t)$ werden die Gesamt-Verweilzeiten in den beiden Zuständen während des Zeitintervalls $(0, t)$ benannt.

$\alpha(t) = \sum_{n=1}^m \xi_n$ Gesamtverweilzeit im Betriebszustand bei m Betriebszeiten während des Zeitintervalls $(0, t)$

$\beta(t) = \sum_{n=1}^{m+1} \eta_n$ Gesamt-Verweilzeit im Nichtbetriebszustand bei $m+1$ Nichtbetriebszeiten während des Zeitintervalls $(0, t)$

Somit gilt $\alpha(t) + \beta(t) = t$. Es werden folgende Verteilungsfunktionen für die beiden Gesamt-Verweilzeiten $\alpha(t)$ und $\beta(t)$ eingeführt.

$$P(\beta(t) \leq x) = \Omega(t, x) \text{ und } P(\alpha(t) \leq x) = 1 - \Omega(t, t-x)$$

$\Omega(t, x)$ gibt die Wahrscheinlichkeit an, daß die gesamte Nicht-betriebszeit $\beta(t)$ kleiner gleich x ist.

Die Zufallsvariable $\beta(t)$ für die Gesamt-Verweilzeit im Zustand Nichtbetrieb hat nach [9] die folgende Verteilungsfunktion:

$$\Omega(t, x) = \sum_{n=0}^{\infty} H_n(x) [G_n(t-x) - G_{n+1}(t-x)] \quad (4.10)$$

wobei

$H_n(x)$ die n -fach gefaltete Verteilungsfunktion $H(x)$ "Nichtbetrieb" mit $H_0(x) = 1$ für $x \geq 0$

$G_n(x)$ die n -fach gefaltete Verteilungsfunktion $G(x)$ mit $G_0(x) = 1$.

Sämtliche von x abhängige Funktionen in diesem Kapitel sind nur für Werte $x > 0$ von Null verschieden, da der Zeitbereich für negative Werte x nicht definiert ist.

Im Sonderfall mit konstanter Ausfallrate λ ist die Wahrscheinlichkeit einer einzelnen Betriebsdauer kleiner x

$$G(x) = 1 - e^{-\lambda x} \text{ für } x \geq 0$$

und es gilt dann nach Anhang III

$$\Omega(t, x) = \sum_{n=0}^{\infty} e^{-\lambda(t-x)} \frac{[\lambda(t-x)]^n}{n!} H_n(x) \quad (4.11)$$

In Gl. (4.11) stellt n die Zahl der möglichen Ausfälle während des Betrachtungszeitraumes t dar. Der Faktor $e^{-\lambda(t-x)} \frac{[\lambda(t-x)]^n}{n!}$ gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der n Ausfälle während t auftreten. $H_n(x)$ ist die zum n -fachen Ausfall zugehörige Verteilungsfunktion der Gesamt-Ausfallzeit.

Bisher wurde nur die Verteilungsfunktion $\Omega(t,x)$ der Gesamt-Ausfallzeit einer Komponente betrachtet, die sich mit den Verteilungsfunktionen für die Betriebs- bzw. Nichtbetriebszeiten $G(x)$ bzw. $H(x)$ allgemein nach Gl. (4.10) und im Sonderfall für $G(x) = 1 - e^{-\lambda x}$ nach Gl. (4.11) berechnen läßt. Da nach Abschnitt 4.2.1.1 erst Doppelausfälle zu Versorgungsunterbrechungen führen, müssen die bisherigen Überlegungen auf die Gesamt-Ausfallzeit erweitert werden, in der zwei Komponenten gleichzeitig im Nichtbetriebszustand sind. Die logische Ersatzschaltung zur Darstellung des resultierenden Ausfallverhaltens zweier beliebig im Netz angeordneter Komponenten ist die Parallelschaltung nach Bild 4.8. Unter der Annahme, daß die beiden Komponenten konstante Ausfall- und Instandsetzungsraten λ_1 und λ_2 bzw. μ_1 und μ_2 besitzen, ergeben sich die mittleren Verweilzeiten in den Zuständen Nichtbetrieb und Betrieb zu $1/\mu_{\text{res}}$ bzw. $1/\lambda_{\text{res}}$ nach Gl. (4.12).

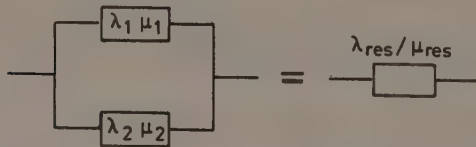


Bild 4.8 Äquivalente Zuverlässigkeitsschaltbilder für den Doppelausfall zweier Komponenten mit den konstanten Ausfall- und Instandsetzungsraten λ_1, λ_2 bzw. μ_1, μ_2 .

$$\lambda_{\text{res}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \left(\frac{1}{\mu_1} + \frac{1}{\mu_2} \right)}{1 + \frac{\lambda_1}{\mu_1} + \frac{\lambda_2}{\mu_2}} \quad (4.12)$$

$$\mu_{\text{res}} = \mu_1 + \mu_2$$

Falls die Ausfallraten λ_1 und λ_2 sehr viel kleiner als die Instandsetzungsraten μ_1 und μ_2 sind, genügen die Verweilzeiten der Parallelanordnung in den Zuständen "Betrieb" und "Nichtbetrieb" nach /92/ näherungsweise Exponentialverteilungen mit den resultierenden Ausfall- und Instandsetzungsraten λ_{res} und μ_{res} nach Gl. (4.12). Diese Bedingung trifft für Komponenten von Energieversorgungsnetzen zu. Daher darf die Verteilungsfunktion der Gesamt-Ausfallzeit x , in der die beiden betrachteten Komponenten während des Betrachtungszeitraumes t gleichzeitig nicht in Betrieb sind, nach Gleichung (4.11) ermittelt werden.

4.2.3.2 Verteilung der Ausfallenergie

Es wird angenommen, daß in einem Lastknoten r bei einer bestimmten Ausfallkombination i die verfügbare Leistung S_{ri} kleiner ist als die Belastung $S_r(x)$. Aus der Verteilungsfunktion $\Omega(t, x)$ der Gesamt-Ausfallzeit für diese Ausfallkombination ergibt sich durch Multiplikation von x mit dem zugehörigen Leistungsdefizit ΔS_{ri} auch die Verteilungsfunktion $\psi(t, w)$ der Ausfallenergie $W(t)_{ri}$.

$$\psi(t, w_{ri})_{ri} = \Omega(t, x)_{ri} \text{ mit } w_{ri} = x \cdot \Delta S_{ri} \quad (4.13)$$

wobei ΔS_{ri} das mittlere Leistungsdefizit ist.

$$\Delta S_{ri} = \frac{\int_0^t (S_r(x) - S_{ri}) dx}{t} ; S_r(x) > S_{ri} \quad (4.14)$$

Das mittlere Leistungsdefizit stellt in der Rechnung eine Näherung dar, die umso besser zutrifft, je länger die Versorgungsunterbrechung dauert. Unter der Annahme annähernd gleicher Tagesbelastungsverläufe während des Beobachtungszeitraumes t werden Versorgungsunterbrechungen von längerer Dauer als 24 Stunden mit Gl. (4.14) recht genau erfaßt. Für Netze, die nach dem n-1-Planungsprinzip aufgebaut sind und bei denen daher erst Mehrfachausfälle zu Versorgungs-

unterbrechungen führen, sind wesentlich kürzere Unterbrechungsauern zu erwarten. Daher wird die Ausfallenergie auch entsprechend der Schwankung der Tagesbelastung streuen.

Durch Überlagerung der Ausfallenergie-Verteilungen Ψ_{ri} von einzelnen Versorgungsunterbrechungen nach Gl. (4.13) folgt die Verteilung der Gesamtausfallenergie $W(t)$ eines Netzes. Für elektrische Netzkomponenten mit $\lambda/\mu \ll 1$ nach Tabelle 4/1 und für Zeitintervalle bis zu etwa fünfzig Jahren vereinfacht sich die nach Gl. (4.11) sehr aufwendige Berechnung und Überlagerung der Verteilungsfunktionen.

Unter diesen Voraussetzungen kann man nach Anhang IV ableiten:

- Die Wahrscheinlichkeit, daß drei oder mehr Betriebsmittel gleichzeitig unabhängig voneinander nicht intakt sind, ist vernachlässigbar.
- Die Wahrscheinlichkeit, daß zwei oder mehr gleiche Betriebsmittel z. B. in einem Zeitintervall bis zu etwa fünfzig Jahren mehr als einmal gleichzeitig nicht intakt sind, ist vernachlässigbar.
- Die Wahrscheinlichkeit, daß im selben betrachteten Zeitintervall von etwa 50 Jahren mehr als einer von etwa 100 möglichen Doppelausfällen eine Versorgungsunterbrechung zur Folge hat, ist vernachlässigbar.

Unter der Voraussetzung konstanter Ausfall- und Instandsetzungsraten der Netzkomponenten und mit den im Anhang IV begründeten Vernachlässigungen folgt mit der resultierenden Ausfall- und Instandsetzungsrate λ_{res} und μ_{res} nach Gl. (4.12) aus Gl. (4.11) die Verteilungsfunktion $\Omega(t, x)$ für die gesamte gleichzeitige Ausfallzeit zweier Betriebsmittel.

Für $x \ll t$ wird

$$\Omega(t, x) \approx \sum_{n=0}^1 \frac{(\lambda_{res} t)^n}{n!} e^{-\lambda_{res} t} \cdot H_n(x) = e^{-\lambda_{res} t} \cdot (H_0(x) + \lambda_{res} t \cdot H_1(x))$$

mit $H_0(x) = 1$

$$H_1(x) = 1 - e^{-\mu_{res} x} \quad (4.15)$$

Unter der Bedingung $\lambda/\mu \ll 1$ und $t \gg 1/\mu$ folgt aus Gl. (4.15) die Wahrscheinlichkeit $\rho_1(t)$ eines Doppelausfalls ($n = 1$) während des Zeitintervalls $(0, t)$.

$$\rho_1(t) = \lambda_{\text{res}} \cdot t \cdot e^{-\lambda_{\text{res}} t} \approx 1 - e^{-\lambda_{\text{res}} t} \quad (4.16)$$

Sie ist nahezu gleich der Differenz zwischen der Intaktwahrscheinlichkeit ($n = 0$) und der Gewißheit 1.

Es sei nun als Ausfallkombination i der gleichzeitige Nichtbetrieb zweier Betriebsmittel betrachtet, der im Lastknoten r zu einem Leistungsdefizit ΔS_{ri} führt. Die resultierende Ausfall- und Instandsetzungsrate der beiden Betriebsmittel ergibt sich nach Gl. (4.12) zu λ_{ri} und μ_{ri} . Nach Gl. (4.16) sind nur die beiden Möglichkeiten zu betrachten, daß mit der Wahrscheinlichkeit $e^{-\lambda_{ri} t}$ kein Doppelausfall auftritt und mit der Wahrscheinlichkeit $(\lambda_{ri} t) \cdot e^{-\lambda_{ri} t}$ einmal eine Versorgungsunterbrechung während t mit dem Leistungsdefizit ΔS_{ri} besteht. Die Verteilungsfunktion für die Dauer x dieser Versorgungsunterbrechung ergibt sich zu $H(x) = 1 - e^{-\mu_{ri} x}$, wobei die gesuchte Ausfallenergie $w = x \cdot \Delta S_{ri}$ eingesetzt werden kann. Damit erhält man nach Gl. (4.17a) die Verteilungsfunktion $\psi(t, w)_{ri}$ der Ausfallenergie, die durch die Ausfallkombination i im Lastknoten r verursacht wird. Gl. (4.17b) gibt die zugehörige Dichtefunktion $f(w, t) = \frac{\partial \psi(t, w)_{ri}}{\partial w}$ an.

$$\psi(t, w)_{ri} \approx e^{-\lambda_{ri} \cdot t} + \rho_{1ri}(t) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\mu_{ri} w}{\Delta S_{ri}}} \right) \quad (4.17a)$$

$$\frac{\partial \psi(t, w)_{ri}}{\partial w} \approx \rho_{1ri} \cdot (t) \cdot \frac{\mu_{ri}}{\Delta S_{ri}} \cdot e^{-\frac{\mu_{ri} w}{\Delta S_{ri}}} \quad (4.17b)$$

Die Verteilungsfunktion der gesamten Ausfallenergie von sämtlichen Versorgungsunterbrechungen in den m Lastknoten ergibt sich dann zu

$$\psi(t, w)_{\text{ges}} \approx \prod_{r=1}^m \left(\prod_{i=1}^{s_r} e^{-\lambda_{ri} \cdot t} \right) + \quad (4.18 a)$$

$$\sum_{r=1}^m \sum_{i=1}^{s_r} \left(\prod_{u=1}^m \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq i | u=r}}^{s_u} e^{-\lambda_{ul} \cdot t} \right) \cdot \rho_{1ri}(t) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\mu_{ri}}{\Delta S_{ri}} w} \right)$$

Hierbei setzt sich die Wahrscheinlichkeit nur einer Versorgungsunterbrechung zusammen aus der Wahrscheinlichkeit $\rho_{1ri}(t)$ und der Gesamtwahrscheinlichkeit, daß die anderen möglichen leistungsschmälernden Versorgungsunterbrechungen im Zeitintervall $(0, t)$ nicht auftreten.

Die Dichtefunktion $f(t, w)_{\text{ges}} = \frac{\partial \psi(t, w)_{\text{ges}}}{\partial w}$ der Ausfallenergie folgt aus Gleichung (4.18a) zu

$$f(w, t)_{\text{ges}} \approx \sum_{r=1}^m \sum_{i=1}^{s_r} \left(\prod_{u=1}^m \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq i | u=r}}^{s_u} e^{-\lambda_{ul} \cdot t} \right) \rho_{1ri}(t) \cdot \frac{\mu_{ri}}{\Delta S_{ri}} \cdot e^{-\frac{\mu_{ri}}{\Delta S_{ri}} w} \quad (4.18b)$$

Aus Gleichung (4.18a) folgen der Erwartungswert $E(W(t))$ und nach Zwischenrechnung (Anhang V) die Varianz $\sigma_w^2(t)$

$$E(W(t)) = \sum_{r=1}^m \sum_{i=1}^{s_r} \left(\prod_{u=1}^m \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq i | u=r}}^{s_u} e^{-\lambda_{ul} \cdot t} \right) \rho_{1ri}(t) \cdot \frac{\Delta S_{ri}}{\mu_{ri}} \quad (4.19)$$

$$\begin{aligned} \sigma_w^2(t) = & \sum_{r=1}^m \sum_{i=1}^{s_r} \left(\prod_{u=1}^m \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq i | u=r}}^{s_u} e^{-\lambda_{ul} \cdot t} \right) \cdot \rho_{1ri}(t) \cdot 2 \cdot \\ & \cdot \left\{ \left(\frac{\Delta S_{ri}}{\mu_{ri}} \right)^2 - E(W(t)) \frac{\Delta S_{ri}}{\mu_{ri}} + 0,5 \cdot E(W(t))^2 \right\} + \\ & + E(W(t))^2 \cdot \left\{ \prod_{r=1}^m \prod_{i=1}^{s_r} e^{-\lambda_{ri} \cdot t} \right\} \end{aligned} \quad (4.20)$$

Für den Fall, daß die Nichtverfügbarkeit sehr viel größer ist als für die konventionellen Betriebsmittel nach Tab. 4/1, wird die Berechnung der Gesamt-Ausfallenergie aufwendig. Dann sind nämlich die auf Gl. (4.15) führenden Vernachlässigungen nicht mehr zulässig. Es muß dann berücksichtigt werden, daß während des Betrachtungszeitraumes in einem Netz mehrere unterschiedliche Versorgungsunterbrechungen wahrscheinlich sind. Jede einzelne liefert zur Gesamt-Ausfallenergie einen Energieanteil, der bei exponential verteilter Ausfalldauer nach Gl. (4.13) ebenfalls exponential verteilt ist. Die Dichtefunktion der Gesamt-Ausfallenergie ergibt sich, indem die Dichtefunktion der einzelnen Ausfallenergien nach Gl. (4.17b) gefaltet werden. Im Anhang VI wird für dieses Problem die allgemeine Lösung über eine Induktion ermittelt. Die hieraus folgende Verteilungsfunktion streut stärker als die nach Gl. (4.18a) berechnete, da sie für höhere Ausfallenergien eine größere Wahrscheinlichkeit aufweist.

4.2.3.3 Dichtefunktion der statistisch zu erwartenden Ausfallenergie

Als Beispiel wird die Dichtefunktion $f(w,t)_{\text{ges}}$ der Gesamtausfallenergie des Modellnetzes nach Bild 4.2 berechnet. In diesem Netz gibt es 35 verschiedene Ausfallkombinationen, die zu Versorgungsunterbrechungen führen. Die der Berechnung nach Gl. (4.18b) zugrunde gelegten Daten der 35 möglichen Versorgungsunterbrechungen sind in Tab. 4/4 angegeben. Im Vergleich zur Mittelwertrechnung nach Abschnitt 4.2.2.2 weist die mit Gl. (4.18b) berechnete Dichtefunktion $f(w(t))_{\text{ges}}$ der Gesamtausfallenergie nach Bild 4.9a bei gleichem Zeitintervall von 50000 Stunden eine erheblich größere Streuung auf. Die Streuung $\sigma_w(t)$ nimmt nach Bild 4.10 mit der Länge des Zeitintervalls zu. Die Streuung $\sigma_{\bar{w}}(t)$ der Erwartungswerte durch die Ungenauigkeit der zugrunde gelegten Daten λ, μ ist hiergegen vernachlässigbar, was besonders deutlich aus dem direkten Vergleich der in Bild 4.9a gestrichelt dargestellten Dichte-

funktion der Erwartungswerte mit den anderen Funktionsverläufen ersichtlich ist.

Bild 4.9b zeigt die zu den drei Dichtefunktionen der Gesamt-Ausfallenergie $f(w,t)_{\text{ges}}$ zugehörigen Verteilungsfunktionen $\psi(t,w)_{\text{ges}}$ mit ihren Medianen. Die Mediane geben die Gesamt-Ausfallenergie an, die bei der Hälfte der Versorgungsunterbrechungen überschritten wird.

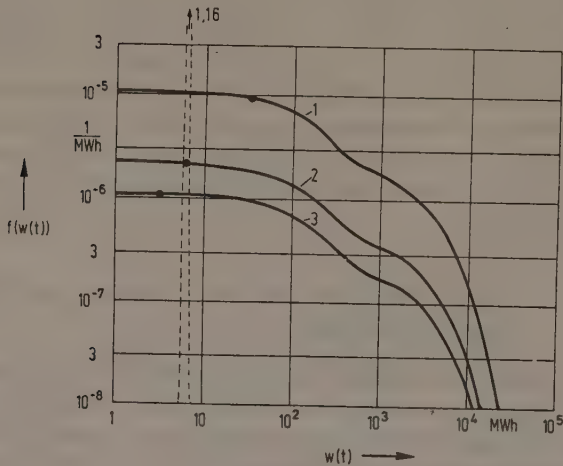


Bild 4.9a Dichtefunktion der Ausfallenergie $W(t)$ des Modellnetzes in Bild 4.2 für verschiedene Zeitintervalle (t_1 : 250 000 h, t_2 : 50 000 h, t_3 : 25 000 h)

- Erwartungswerte $E(W(t))$
- Dichtefunktion der Erwartungswerte nach Bild 4.6
- Dichtefunktion der Ausfallenergie $W(t)$

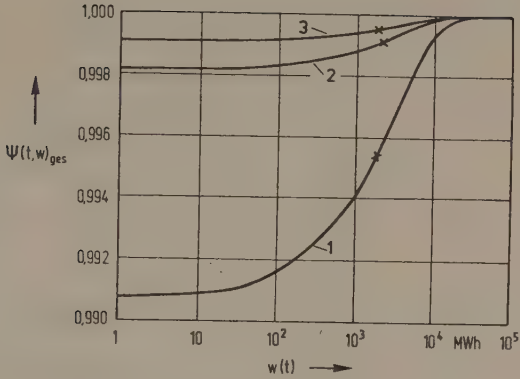


Bild 4.9b Verteilungsfunktion der Ausfallenergie $W(t)$ des Modellnetzes in Bild 4.2 für verschiedene Zeitintervalle (t_1 : 250 000 h, t_2 : 50 000 h, t_3 : 25 000 h)
 x Mediane der Ausfallenergie

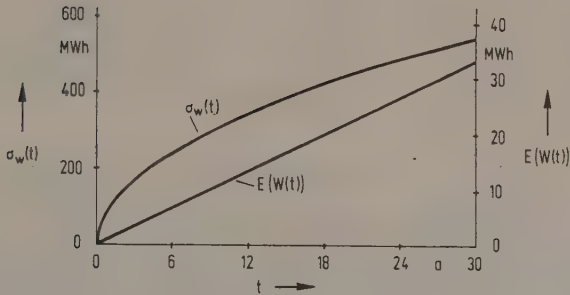


Bild 4.10 Streuung $\sigma_w(t)$ und Erwartungswert $E(W(t))$ der Ausfallenergie des Modellnetzes nach Bild 4.2 in Abhängigkeit vom Beobachtungszeitraum t

$\lambda_1 \cdot \frac{10^6}{h} = \lambda_2 \cdot \frac{10^6}{h}$		$\mu_1 \cdot \frac{10^2}{h} = \mu_2 \cdot \frac{10^2}{h}$	$\frac{\Delta S_{ri}}{MW}$	k	Netz- komponenten
2,26		1,39	71	2	110-kV-Kabel (natürliche Kühlung)
1,82		1,39	71	2	
3,07		1,39	71	1	
3,26		1,39	71	1	
3,89		1,39	71	2	
2,19		1,39	71	1	
0,75		1,39	71	1	
1,00		1,39	71	1	
1,69		1,39	71	1	
1,57		1,39	71	2	
0,56		1,39	71	3	
1,32		1,39	71	1	
0,81		1,39	71	1	
1,88		1,39	71	2	
0,44		1,39	71	1	
1,13		1,39	71	1	
3,39		1,39	71	1	
2,45		1,39	71	1	
3,42		1,04	105	6	Transformatoren (380/110 kV)
36,56		50	156	1	Freileitung DS 380 kV
5,02		50	640	1	
$\lambda_1 \cdot \frac{10^6}{h}$	$\lambda_2 \cdot \frac{10^6}{h}$	0,59	86	2	380-kV-Kabel (nat. Kühlung)
2,45	1,25				

Tabelle 4/4 Daten der 35 möglichen Versorgungsunterbrechungen des Modellnetzes nach Bild 4.2 zur Berechnung der Verteilungsfunktion $\psi(t,w)_{ges}$ der Ausfallenergie nach Gleichung (4.18a). (k: Anzahl der Ausfallkombinationen mit gleicher Ausfallenergie)

S_{ri} ist das mittlere Leistungsdefizit bei einem Lastgrad $m=0,71$.

4.2.4 Ausblick für Zuverlässigkeitsuntersuchungen

Bei der Zuverlässigkeitsrechnung in den vorangehenden Abschnitten wurden viele vereinfachende Annahmen zugrunde gelegt, durch die die Rechnung auf einen praktisch akzeptablen Umfang beschränkt wurde. Durch weitere Untersuchungen ist die Kenntnis darüber zu vertiefen, welche Modellvereinfachungen und Annahmen überhaupt zulässig sind. Hierbei sind im wesentlichen die folgenden Punkte von Interesse:

- Welche Bedeutung haben unabhängige und abhängige Mehrfachausfälle als Ursache von Netzstörungen
- Verbesserung der statistischen Erfassung des Ausfallverhaltens von Netzkomponenten
- Nachprüfung der Längenabhängigkeit der Ausfallhäufigkeit von Leitungen
- Nachprüfung der Abhängigkeit der Ausfälle von der Tageszeit, Jahreszeit, Belastung u. a.
- Berücksichtigung determinierter Eingriffe bei der Zuverlässigkeitsrechnung von Netzen; Großstörungen und -schäden sind in der elektrischen Energieversorgung meist auf das bei seltenen Störungen anzutreffende menschliche Fehlverhalten zurückzuführen.

4.2.5 Bewertung der Zuverlässigkeit

Zuverlässigkeitsuntersuchungen haben zum Ziel, unter Berücksichtigung der wahrscheinlichen Versorgungsausfälle die wirtschaftlich günstigste Ausbauvariante eines Netzes zu ermitteln. Hierzu kann man daran denken, den durch einen Versorgungsausfall verursachten Schaden monetär zu bewerten. Nach /93,94/ unterscheiden sich die Schadenskosten für verschiedene Abnehmergruppen und Ausfalldauern erheblich. Der volkswirtschaftliche Mehraufwand, der bei einer vorübergehenden Unterbrechung der elektrischen Energieversorgung zu

erwarten wäre, kann nach /94/ überschlägig durch eine Schaden-Ausfallzeit-Funktion nach Bild 4.11 beschrieben werden. Es wird hier "Schaden" im Gegensatz zu "Schaden" nach /51/ genannt.

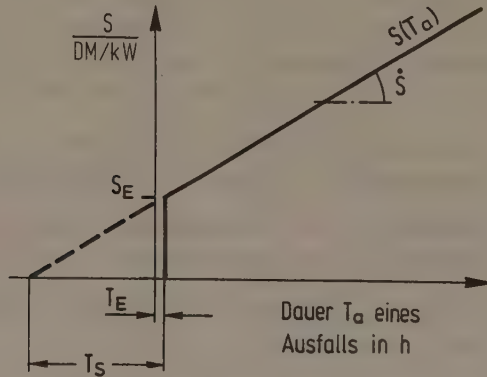


Bild 4.11 Schadens-Ausfallzeit-Funktion nach /94/ für den leistungsbezogenen Schaden S bei einem Ausfall in DM/kW

T_E ist die bei Ausfällen für Schalthandlungen nötige Mindestausfallzeit (Schadens-Eintrittszeit), die vom Verbraucher ertragen werden muß.

S_E ist der Schadens-Eintrittssprung, der die von der Ausfalldauer T_a unabhängigen Mehraufwendungen (= Schäden) für die Wiederaufnahme des Betriebes beinhaltet.

$\dot{S}$ bedeutet den Schadensanstieg für Ausfallzeiten $T_a > T_E$, womit die Schadenskosten etwa durch Produktionsausfall erfaßt werden.

T_S ist der Quotient $S_E / \dot{S}$.

Neben den genannten Kostenanteilen sind nach /95/ auch Schäden zu berücksichtigen, die mit der Ausfalldauer quadratisch zunehmen.

Die Schadenskosten der Verbraucher in einem Netz können nur dann genauer ermittelt werden, wenn die Verbraucherstruktur in den Netzknoten, die vom Versorgungsausfall betroffen sind, bekannt ist. In einigen Netzuntersuchungen /96, 8/ werden jedoch die volkswirtschaftlichen Schadenskosten infolge nicht zeitgerecht gelieferter Energie (Ausfallarbeit) mit einem Mittelwert für die spezifischen Ausfallarbeitskosten bestimmt /95, 97/. Hiermit soll überprüft werden, ob Zusatzinvestitionen volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Dies trifft zu, wenn ihre Kosten niedriger bleiben als der durch sie vermiedene volkswirtschaftliche Schaden. In /98/ wird versucht, die minimalen von der Ausfalldauer abhängigen Gesamtkosten zu bestimmen, die sich aus den Schadenskosten und den Zusatzinvestitionen zusammensetzen und bei denen der Aufwand für die Zuverlässigkeit ein Optimum erreicht. Unter allen für eine Versorgungsaufgabe entworfenen Netzvarianten ist nach /97/ diejenige mit den geringsten Gesamtkosten K_{ges} am wirtschaftlichsten. K_{ges} setzt sich dabei zusammen aus den leistungs- und arbeitsabhängigen Kosten sowie den volkswirtschaftlichen Schadenskosten infolge von Versorgungsunterbrechungen.

$$K_{ges} = \underbrace{k_p \cdot P_m \cdot t}_{\text{leistungsabhängige Kosten}} + \underbrace{k_w \cdot \int_0^t P \cdot dt}_{\text{arbeitsabhängige Kosten}} + \underbrace{S(T_a) \cdot h \cdot t \cdot P_{ma}}_{\text{Ausfallkosten}} \quad (4.21)$$

Dabei bedeuten:

K_{ges}	Gesamtkosten während t	DM
k_p	Leistungskosten (einschließlich Reserveleistung)	DM/kWa
k_w	Arbeitskosten	DM/kWa
$S(T_a)$	leistungsbezogener Schaden bei 1 Ausfall	DM/kW
P_m	Jahreshöchstlast aller Verbraucher	kW
P_{ma}	Jahreshöchstlast der ausgefallenen Verbraucher	kW
h	durchschnittliche Zahl der Ausfälle bezogen auf den Betrachtungszeitraum t	1/a
T_a	durchschnittliche Dauer eines Ausfalls nach Bild 4.11	h
$m = \frac{P \int_0^t dt}{P_m \cdot t}$	Belastungsgrad des betrachteten Netzes	1
m_a	Belastungsgrad der nicht zeitgerecht gelieferten Energie	1

Der Erwartungswert der Ausfallenergie ist gegeben durch

$$E(W(t)) = h \cdot t \cdot m_a \cdot P_{ma} \cdot T_a \quad (4.22)$$

Da im allgemeinen die Ausfalldauer T_a groß gegenüber der Schadens-Zusatzzeit T_s von etwa 3 Minuten und erst recht gegenüber der Schadens-Eintrittszeit T_E von einigen Sekunden ist, kann Gleichung (4.22) vereinfacht werden zu

$$K_{ges} = k_p \cdot P_m \cdot t + k_w \cdot (m \cdot P_m \cdot t - E(W(t))) + \frac{S(T_a)}{m_a T_a} E(W(t)) \quad (4.23)$$

Ein mögliches Kostenminimum ergibt sich, indem die Ausfallenergie $E(W(t))$ durch folgende Maßnahmen herabgesetzt wird:

- h wird durch Betriebsmittel mit kleinerer Ausfallrate verringert.
- P_{ma} wird durch Netzvermaschung, selektiven Schutz und eingeschaltete Reserve reduziert.
- T_a wird durch kleinere Ersatzzeiten verkürzt.

Die Ermittlung des Kostenminimums ist dadurch erheblich erschwert, daß viele Maßnahmen zur Verringerung von $E(W(t))$ sich auf mehrere der Unabhängigen h , P_{ma} und T_a auswirken, weswegen eine Optimierung nach geläufigen Verfahren der Systemanalyse mißlingt.

In allen Untersuchungen wird bei der Berechnung der Schadenskosten K von dem Erwartungswert der Ausfallenergie $E(W(t))$ und der mittleren Ausfallhäufigkeit h ausgegangen.

$$K = E(W(t)) \cdot b_A + h \cdot t \cdot b_S \cdot P_{ma} \quad (4.24)$$

Dabei bedeuten nach Bild 4.11

$b_A = \dot{S}$ spezifische Ausfallarbeitskosten

$b_S = S_E$ spezifische Ausfalleistungskosten

P_{ma} Jahreshöchstlast des ausgefallenen Verbrauchers

Da der Erwartungswert der Ausfallenergie $E(W(t))$ nach Gleichung (4.19) in Abschnitt 4.2.3.2 durch das Produkt aus dem Schadensausmaß $\Delta S_{ri}/\mu_{ri}$ im Falle i einer Versorgungsunterbrechung des Knotens r und der ihm zugeordneten Eintrittswahrscheinlichkeit $\rho_{ri}(t)$ gegeben ist, bedeutet dies eine gleiche Bewertung der auf der Hyperbel in Bild 4.12 liegenden Zustände gleichen Risikos. Es wird jedoch vorgeschlagen, anstelle der Mittelwertrechnung bei der Bewertung von den weitaus aussagekräftigeren Dichtefunktionen der Ausfallenergie nach Bild 4.9a auszugehen. Mit einer realistischen Bewertung von 3 DM/kWh /97/ ergibt sich daraus für das Modellnetz die Schadenskosten-Wahrscheinlichkeitskurve in Bild 4.13. Sie gibt die Wahrscheinlichkeit $P(K)$ an, mit der die Schadenskosten größer als K sind. Demzufolge treten Schadenskosten überhaupt nur mit einer Wahrscheinlichkeit von 1,8 % auf, d. h. in einem von etwa 500 Netzen während 6 Jahren. Die Höhe der Schadenskosten ist dann aber mit großer Wahrscheinlichkeit weitaus größer als ihr Erwartungswert $E(K) = 18\,750$ DM.

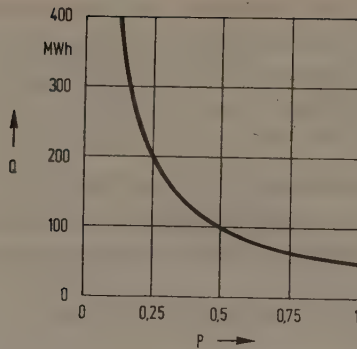


Bild 4.12 Beispiel für einen konstanten Erwartungswert der Ausfallenergie $E(W(t)) = P \cdot Q = 50 \text{ MWh}$
 (Q: Ausfallenergie bei einer Versorgungsunterbrechung; P: zugehörige Eintrittswahrscheinlichkeit)

Wegen der sehr großen Streuung der nach Bild 4.2 ermittelten Schadenskosten dürfen sie nicht gemeinsam mit den wesentlich genaueren Investitionskosten bewertet werden. Der Erwartungswert der Schadenskosten des Modellnetzes $E(K) = 18\,750 \text{ DM}$ ist gegenüber den Investitionskosten von $414 \cdot 10^6 \text{ DM}$ /9/ äußerst gering. Für den Ordinatenwert $0,5 \cdot 1,8\%$ in Bild 4.13 liest man dagegen einen Abszissenwert von $K = 6 \cdot 10^6 \text{ DM}$ ab. Dies bedeutet, daß die Schadenskosten in 50 % aller Schadensfälle mehr als $6 \cdot 10^6 \text{ DM}$ betragen. Dieser als Median der Schäden bezeichnete Wert kann im Vergleich zu den Investitionskosten nicht mehr als vernachlässigbar angesehen werden. Er ist größenordnungsmäßig mit dem Restwert zu vergleichen, der in der Wirtschaftlichkeitsberechnung ebenfalls berücksichtigt wird. In Bild 4.13 ist außerdem das Schadensrisiko als Parameter eingetragen. Darunter ist das Produkt zu verstehen

$$\text{Risiko} = \text{Wahrscheinlichkeit} \times \text{Schaden}$$

Im Erwartungspunkt x beträgt das Risiko

$$1,8 \cdot 10^{-3} \times 18\,750 \text{ DM} = 34 \text{ DM} \text{ bei einem Ausfall von } 6,25 \text{ MWh.}$$

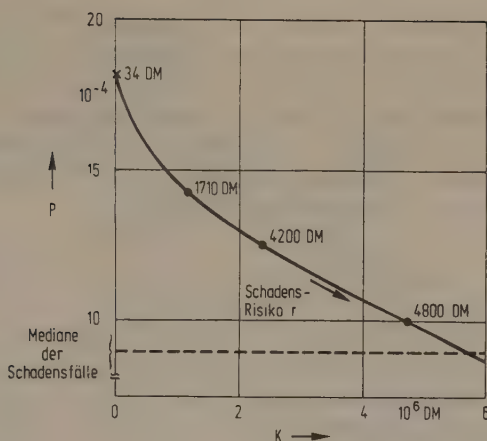


Bild 4.13 Wahrscheinlichkeitskurve der Schadenskosten K ; P ist die Wahrscheinlichkeit, mit der die Schadenskosten im Modellnetz bei einer Bewertung mit 3 DM/kWh größer sind als K während $t = 50\,000$ h.

x $E(K) = 18\,750$ DM Ergebnis der Mittelwertrechnung nach Bild 4.6

— Ergebnis der Berechnung mit der Dichtefunktion 2 nach Bild 4.9a

Erfahrungsgemäß werden Ereignisse mit großen Auswirkungen in subjektiver Weise überbewertet /99/. Berücksichtigt man diese Eigenheit, so verliert der Erwartungswert $E(K) = 18\,750$ DM erheblich an Bedeutung, wogegen der Median $K = 6 \cdot 10^6$ DM an Bedeutung gewinnt. Die starke Überbewertung großer Auswirkungen ist beim Vergleich verschiedener Netzvarianten hinsichtlich der Schadenskosten von großem Einfluß, wenn man die prinzipiell unterschiedlichen Dichtefunktionen der Schadenskosten nach Bild 4.14 betrachtet. Für die Funktionen, die sich nicht schneiden, kann eindeutig ausgesagt werden, daß diejenige mit den höheren Funktionswerten schlechter zu bewerten ist, d. h. die Netzvariante mit den Schadenskosten

nach a ist gegenüber der nach c zu bevorzugen. Bei Dichtefunktionen, die sich schneiden, hängt jedoch die Rangfolge von der Bewertung der Schadenskosten ab. Diese wird in der folgenden Gleichung durch einen variablen Überbewertungs-exponenten $\alpha > 1$ ausgedrückt, mit dem die auf $E(K)$ bezogenen Schadenskosten K überbewertet werden. Für $K = E(K)$ findet keine subjektive Überbewertung statt.

$$y = \left(\frac{K}{E(K)} \right)^\alpha \quad (4.25)$$

y Überbewertungsfunktion
K variable Schadenskosten
E(K) Bezugs-Schadenskosten
 α Überbewertungsexponent

Der Einfluß der subjektiven Überbewertung auf die Reihung wird in den folgenden Dichtefunktionen nach Bild 4.14 untersucht.

$$\begin{aligned} f_a(K) &= k_1 \cdot a \cdot e^{-a K} & \text{mit } k_1 &= 0,00625 ; 1/a = 1,6 \cdot 10^4 \text{ DM} \\ f_b(K) &= k_2 \cdot b \cdot e^{-b K} & \text{mit } k_2 &= 0,01 ; 1/b = 1 \cdot 10^4 \text{ DM} \\ f_c(K) &= k_3 \cdot c \cdot e^{-c K} & \text{mit } k_3 &= 0,01 ; 1/c = 1,6 \cdot 10^4 \text{ DM} \\ f_d(K) &= k_4 \cdot d \cdot e^{-d K} & \text{mit } k_4 &= 0,016 ; 1/d = 1 \cdot 10^4 \text{ DM} \end{aligned}$$

Die Erwartungswerte $\int_0^\infty f(K) \cdot K \cdot dK$ der Funktionen $f_a(K)$ und $f_b(K)$ einerseits sowie von $f_c(K)$ und $f_d(K)$ andererseits sind gleich.

Für die Reihung nach den Schadenskosten wird unter Berücksichtigung der Gleichung (4.22) die folgende dimensionslose Risiko-Bewertungsfunktion angesetzt.

$$R(K, \alpha) = \int_0^\infty f(K) \cdot \left(\frac{K}{E(K)} \right)^\alpha dK \quad (4.26)$$

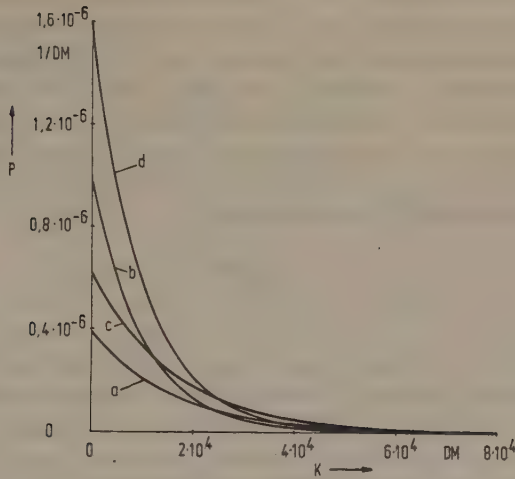


Bild 4.14 Prinzipiell unterschiedliche Verläufe von Schadenskosten - Dichtefunktionen $f(K)$

Nach Gl. (4.26) erhält man z. B. mit den Bezugs-Schadenskosten $E(K)_b = 100$ DM der Funktion $f_h(K)$ die Ergebnisse in Tabelle 4/5. Hieraus ist zu erkennen, daß bei proportionaler Bewertung der Schadenskosten ($\alpha = 1$) die Alternativen mit der Funktion $f_c(K)$ bzw. $f_d(K)$ schlechter abschneiden als die hiernach gleichrangigen Funktionen $f_a(K)$ und $f_b(K)$. Für größere Bewertungsfaktoren ($\alpha = 2, 3$) ändert sich diese Rangfolge. Zwar schneidet $f_b(K)$ in jedem Falle am günstigsten ab, doch ist $f_d(K)$ bei überproportionaler Bewertung für $\alpha > 2$ gegenüber $f_a(K)$ zu bevorzugen.

	$f_a(K)$	$f_b(K)$	$f_c(K)$	$f_d(K)$
$R(K, \alpha = 1)$	1	1	1,6	1,6
$R(K, \alpha = 2)$	3,2	2	5,12	3,2
$R(K, \alpha = 3)$	15,3	6	24,6	9,6

Tabelle 4/5 Bewertung der Risiko-Schadenskosten-Funktionen in Bild 4.14 nach Gleichung (4.26)

Auch die Berechnung der Ausfalleistungskosten mit der mittleren Ausfallhäufigkeit h nach Gl. (4.24) stellt nur eine grobe Näherung dar, da nach Gl. (4.11) die Ausfallhäufigkeit n/t während eines Beobachtungszeitraumes statistisch verteilt ist. Gl. (4.27) gibt an, wie sich die mittlere Ausfallhäufigkeit h einer Ausfallkombination mit der resultierenden Ausfallrate λ_{res} aus den n -fachen Ausfällen mit ihren Wahrscheinlichkeiten zusammensetzt.

$$h = \frac{1}{t} \cdot \sum_{n=0}^{\infty} n \left[\frac{(\lambda_{res} \cdot t)^n}{n!} e^{-\lambda_{res} \cdot t} \right] \quad (4.27)$$

In Gl. (4.27) gibt der Ausdruck in eckigen Klammern die Wahrscheinlichkeit für n -maliges Auftreten der betrachteten Ausfallkombination während t an. Folglich entstehen für $n > h \cdot t$ auch Ausfalleistungskosten, die größer sind als der nach Gl. (4.24) berechnete Mittelwert $h \cdot t \cdot b_s \cdot P_{ma}$.

Längere Versorgungsunterbrechungen der Stromversorgung wie der Totalausfall 1965 in New York oder die Großstörung 1976 in Süddeutschland haben katastrophenähnliche Folgen. Der dabei auftretende Gesamtschaden dürfte sich wegen der vielfachen indirekten Abhängigkeiten von der elektrischen Energie zu einem großen Teil aus den Folgeschäden zusammensetzen. Die ausgefallene Kilowattstunde ist in diesem Fall wesentlich höher zu bewerten als nur nach den für unterschiedliche Abnehmergruppen in /93,94 / angegebenen Schadenskosten. Je größer die durch eine Störung ausgefallene Leistung ist, umso geringer ist daher die akzeptable Ausfallzeit.

Die elektrische Energieversorgung kann nicht allein nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben und optimiert werden. Das betriebswirtschaftliche Optimum läge unausweichlich bei sehr hohen Ausfallraten.

Auch eine volkswirtschaftliche Optimierung würde nicht akzeptiert wie die Bemühungen um den Lärmschutz zeigen. Die geforderten und politisch durchgesetzten Lärmschutzmaßnahmen gehen weit über das volkswirtschaftliche Optimum hinaus.

Eine echte Optimierung im Sinne der Operations Research wäre folglich nur mit einer allgemein anerkannten Überbewertungsfunktion y etwa nach Gl. (4.25) möglich. Solange es sie nicht gibt, läßt sich die Versorgungszuverlässigkeit monetär nicht optimieren. Es ist auch zu bezweifeln, daß man sich je auf eine Überbewertungsfunktion y einigen kann, die solange wie die Lebensdauer der elektrischen Betriebsmittel Bestand haben müßte. Auch wenn eine sinnvolle monetäre Bewertung unmöglich ist, sind die berechenbaren Werte der Ausfallenergie zur Aufdeckung von Schwachstellen in der Netzredundanz in Sonderfällen wertvoll. Das $(n-1)$ -Prinzip ist ja keinesfalls klar definiert; soll es z. B. auch für Sammelschienenfehler gelten, ohne oder mit geöffneter Längstrennung, bei welchem Kraftwerkseinsatz o.ä.?

Auch kann man daran denken, als Kriterium der Versorgungszuverlässigkeit diejenige Wahrscheinlichkeit heranzuziehen, mit der Ausfälle auftreten, die die nach Bild 4.15 akzeptable Ausfalleistung überschreiten. Für das Modellnetz nach Bild 4.2 ist diese Wahrscheinlichkeit wegen der in Tab. 4/4 angegebenen großen Ausfalleistungen, für die nur Ausfallzeiten im Sekundenbereich akzeptierbar sind, nach Bild 4.9b nahezu gleich der Wahrscheinlichkeit von 1,8 %.

Außerhalb der genannten Sonderfälle wird man auskommen:

- im Verbundnetz mit dem vergleichsweise einfach zu handhabenden $(n-1)$ -Prinzip, das in unterschiedlichen Bereichen auch verschieden definiert werden kann;
- in den Verteilungsnetzen mit Ausfalldauer-Kennlinien nach Bild 4.15 für die üblich vorkommenden Störungen.

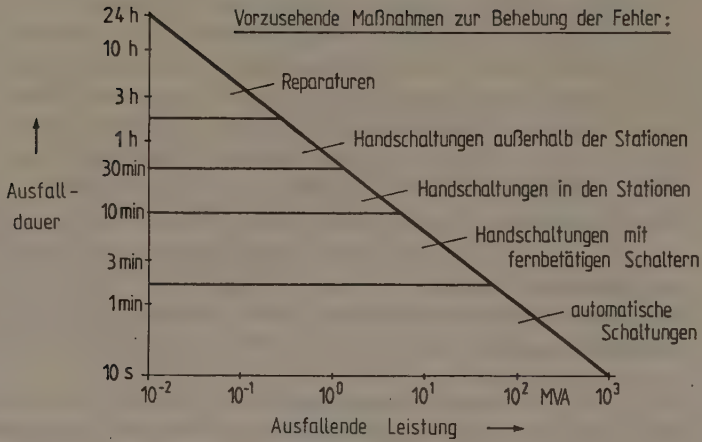


Bild 4.15 Zusammenhang zwischen ausfallender Leistung und zulässiger Ausfalldauer nach /100/.
Extrem seltene Störungen sind ausgenommen.

4.3 Wirksamkeitspunkte

Die Wirksamkeitspunkte stellen ein relatives Bewertungsmaß dar, das nur zum Vergleich verschiedener Modellnetzalternativen dient. Hierfür müssen nach Abschnitt 3.2 die Mittelwerte der Wirksamkeitspunkte und ihre Vertrauensbereiche bekannt sein, die die Streuung wiedergeben. Erst hieraus lassen sich signifikante Unterschiede feststellen, die eine Beurteilung erlauben.

Die Wirksamkeitsanalyse selbst ist eine formallogisch richtig aufgebaute Bewertungsmethode und die objektiven Daten der Betriebsmittel, mit denen die Auswirkungen beschrieben werden, sind physikalisch meßbare Größen, die gegenüber den Einschätzungen als genau anzusehen sind. Somit ist bei der Wirksamkeitsanalyse nur die unvermeidbare Streuung der Einschätzungen zu berücksichtigen, die dem persönlichem Empfinden gemäß unterschiedlich ausfallen können. Die Streuung wird statistischen Auswertungsmethoden zufolge z. B. durch den 90 %-Vertrauensbereich nach /77/ ausgedrückt.

4.4 Zusammenfassung der Bewertungsmaßstäbe

Die vorangehenden Untersuchungen ermöglichen es, die Alternativen hinsichtlich eines der drei Bewertungsmaßstäbe (DM, MWh, Punkte) zu reihen. Darüber hinaus ist jedoch zu klären, ob man aus diesen Bewertungsergebnissen eine Gesamtbeurteilung ableiten sollte.

Gegen eine Zusammenfassung der Maßstäbe zu einer gemeinsamen Bewertungsgröße z. B. in DM sprechen verschiedene Gründe:

- Die Streubereiche der drei Bewertungsmaßstäbe sind sehr unterschiedlich.
- Eine Verknüpfung der volkswirtschaftlich bewerteten "nicht zeitgerechtgelieferten Energie" mit den betrieblichen Aufwendungen scheint zwar dimensionsmäßig zulässig sie ist aber nach den Ausführungen von Tab. 4/4 nicht sinnvoll.

- Die Wirksamkeitspunkte lassen sich nur durch subjektive Bewertung mit den anderen Maßstäben in Beziehung bringen, die sich also örtlich und zeitlich ändern können.
- Die verschiedenen Bewertungsergebnisse mit ihren unterschiedlichen Streubereichen können aus einer einzigen Bewertungsgröße nicht mehr abgelesen werden. Für eine Entscheidung würden damit wichtige Informationen, die eine getrennte Bewertung bietet, verlorengehen.
- Die Einschätzung der Wertverhältnisse zwischen DM, MWh und Punkten kann zeitlich und regional verschieden sein und sollte daher dem Entscheidungsträger überlassen werden.
- Bei zusammengefaßten Bewertungsgrößen sind die zugrunde gelegten Bewertungskriterien nicht mehr klar zu erkennen. Dies kann zu irrtümlichen Fehlentscheidungen führen, die bei getrennter Darstellung vermieden werden.

Aus den genannten Gründen wird vorgeschlagen, die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeits-, Zuverlässigkeits- und Wirksamkeitsuntersuchung getrennt darzustellen. Für den Investitionsvergleich genügt die Ermittlung der Barwerte, während die Umweltfreundlichkeit punktmäßig mit dem Vertrauensbereich anzugeben ist. Zusätzlich können die örtliche und zeitliche Verteilung der Wirksamkeitspunkte und ihre Aufteilung auf die einzelnen Teilziele besonders bei der Beurteilung von Alternativen mit etwa gleicher Punktzahl von Bedeutung sein.

Auch die Zuverlässigkeit sollte getrennt von den Investitionsausgaben ausgedrückt werden. Es wird vorgeschlagen, den Median der Schadenskosten sowie die Wahrscheinlichkeit anzugeben, mit der inakzeptable Ausfälle auftreten. Die Schadenskosten dürften nur dann zu den Investitionskosten hinzu addiert werden, wenn sie mit der Wahrscheinlichkeit 1 auftreten. So scheint es sinnvoll, die Schadenskosten zu vernachlässigen, wenn sie gegenüber den Investitionskosten sehr gering sind oder / und wenn die Häufigkeit intolerabler Ausfälle

unterhalb einer Mindestgrenze bleibt. Diese Mindestgrenze läßt sich nur subjektiv angeben, ist also örtlich und zeitlich veränderlich.

Da viele Versorgungsunterbrechungen von langer Dauer bei kleinen Leistungsdefiziten nicht gleich zu bewerten sind wie etwa diegleiche Ausfallenergie durch wenige kurze Versorgungsunterbrechungen bei großen Leitungsdefiziten, könnten die Anzahl der für Versorgungsunterbrechungen ins Gewicht fallenden Ausfallkombinationen (Schwachstellenanalyse) interessieren.

5. Zusammenfassung

Investitionsentscheidungen haben wegen des hohen Kapitalbedarfs und der langen Lebensdauer elektrischer Betriebsmittel weitreichende Folgen. Neben den üblichen Investitionsrechnungen sind daher für die Planung der elektrischen Energieversorgung außerdem Zuverlässigkeitsuntersuchungen durchzuführen sowie die Umweltwirksamkeit der elektrischen Betriebsmittel zu erfassen.

Besonders die Energieversorgung in dicht besiedelten Gebieten ist vielen unübersehbaren Einflüssen unterworfen, die intuitiv nicht mehr summarisch abgeschätzt werden können, aber als zusätzliches Bewertungskriterium in die Planung von Übertragungsnetzen einzubeziehen sind. Hierfür wurde die Wirksamkeitsanalyse entwickelt, die auf systemanalytischen Grundsätzen aufbaut. Das Zielsystem der Wirksamkeitsanalyse enthält acht Teilziele, die ausschließlich die Umweltfreundlichkeit der Netze betreffen. Diese wurden nach genauer Zielbeschreibung bearbeitet und nach sorgfältiger Einarbeitung von einem Studienkreis eingeschätzt.

Ein vollkommenes Ergebnis ist allerdings mit der Wirtschaftlichkeits-, Zuverlässigkeits- und Wirksamkeitsuntersuchung selbst mit korrekten Daten nicht zu erreichen, da die Maßstäbe der drei Bewertungskriterien grundsätzlich unterschiedlich sind.

Die betrieblichen Aufwendungen werden nach der bewährten Barwertmethode eindeutig und mit guter Genauigkeit in Geldeinheiten festgelegt.

Für die Beurteilung der Zuverlässigkeit erweist sich die Ausfallenergie $W(t)$ während eines Betrachtungszeitraumes t mit der Einheit MWh als geeignete Kenngröße. Für Netze, die nach dem n-1-Prinzip geplant sind und betrieben werden, ergibt die Untersuchung stochastisch unabhängiger Betriebsmittelausfälle eine große Streuung der statistisch zu erwartenden Ausfallenergie infolge unabhängiger Doppelausfälle.

Im Vergleich hierzu ist die Streuung der mittleren Ausfallenergie $E(W(t))$ infolge der Datenungenauigkeit vernachlässigbar gering.

Daraus folgt, daß zur Beurteilung der Zuverlässigkeit anstelle der mittleren Ausfallenergie $E(W(t))$ besser die Dichtefunktion der Ausfallenergie $W(t)$ heranzuziehen ist. Die mittlere Ausfallenergie ergibt sich als Produkt aus der Ausfallenergie und der Eintrittswahrscheinlichkeit einer Versorgungsunterbrechung. Letztere ist in Verbundnetzen wegen der Vermaschung und der hohen Zuverlässigkeit der Übertragungsmittel äußerst gering, während die Ausfallenergie und der damit verbundene Schaden recht groß sein kann. Die Bewertung solcher technischen Risiken ist besonders bedeutungsvoll, da große Schäden im allgemeinen subjektiv überproportional bewertet werden.

Die Erfahrung zeigt, daß Versorgungsunterbrechungen sehr viel häufiger auftreten als die hier vorliegende Ausfallenergieberechnung für unabhängige Doppelausfälle ergibt. Dies bedeutet, daß die Ursache von Versorgungsunterbrechungen im wesentlichen bei den abhängigen Mehrfachausfällen zu suchen ist. Für die Zuverlässigkeitsanalyse sind die Untersuchungen unabhängiger Mehrfachausfälle demnach sehr wichtig, da sie einmal zur Schwachstellenanalyse dienen und außerdem wegen der linearen Proportionalität zwischen abhängigen und unabhängigen Mehrfachausfällen auch Aussagen über die tatsächlich zu erwartende Ausfallenergie ermöglichen.

Die Wirksamkeitsanalyse muß teilweise auf subjektiven Einschätzungen aufbauen und als Einheit Punkte verwenden. Aufgrund der Vertrauensbereiche der Wirksamkeitspunkte läßt sich den zu beurteilenden Netzalternativen bei Signifikanz nur ein komparatives Prädikat erteilen.

Wegen der unterschiedlichen Maßstabs-Einheiten (DM, MWh, Punkte) und ihres stark voneinander abweichenden Streuverhaltens ist es nicht möglich, einen einzigen umfassenden Maßstab mit resultierendem Streubereich zu bilden. Daher

kann es auch keine eindimensionale Gesamtwertung und im allgemeinen auch keine Reihung der dieselbe Versorgungsaufgabe erfüllenden Netzalternativen geben.

Bei der Planung von Energieversorgungsnetzen, die über die eigentliche Versorgungsaufgabe hinaus den Ansprüchen nach Umweltfreundlichkeit und Zuverlässigkeit genügen sollen, sind im wesentlichen folgende Grundsätze maßgebend. Dem Wunsch nach Umweltfreundlichkeit versucht man, unter Beachtung der in Abschnitt 2.1 genannten Prinzipien Rechnung zu tragen. Eine ausreichende Zuverlässigkeit, die dem subjektiven Versorgungsbedürfnis der Verbraucher entspricht, kann durch die in Bild 4.15 dargestellten Maßnahmen sichergestellt werden.

6. Literatur

- /1/ F. Maury, H. Persoz
Environmental protection: a factor in the conception
of power systems. Cigre-Bericht 1978, Nr. 31-14
- /2/ S. Brown
Power supply and environment in Great Britain.
Edison Electric Bulletin July/Aug. 1971, p. 185 - 191
- /3/ H. Käfer, C. Mletzko, U. G. Pawlitzki
Bautechnische und städtebauliche Gesichtspunkte in der
Planung und Bauausführung des 380-kV-Verbundsystems
der Bewag.
Elektrizitätswirtschaft Bd. 74 (1975) S. 393 - 398
- /4/ H.-J. Koglin
Gutachten zum Ausbau des Energieversorgungsnetzes im
Elztal, EE-Bericht F 104, TH Darmstadt, unveröffentlicht.
- /5/ K. Edwin, K. Möller
Gutachten zum geplanten Bau und Betrieb einer 110-kV-
Leitung; Teilstrecke Umspannwerk Sandershausen bis Mast 3
in der Gemeinde Niestetal, TH Aachen, unveröffentlicht.
- /6/ Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft
(Energiewirtschaftsgesetz) RGBI. I S. 1451, 13.12.1935
- /7/ M. Valtorta
Planning exercise N° 3 study of a system including
both generation and transmission.
Electra N° 55 (1979) p. 39 - 53
- /8/ W. F. Horton, J. H. Taylor
A Comparative Study Of Underground Distribution
System-I, Methodology And Application To A Residential
Area, 7th IEEE/PES Transmission and Distribution
Conference and Exposition, Apr. 1979

- /9/ Studie "Elektrische Hochleistungsübertragung und -verteilung in Verdichtungsräumen", 2 Bände, Mannheim 1977
Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V.
- /10/ Elektrische Hochleistungsübertragung, Arbeitskreis 4:
Verfahren zur Beurteilung von Modellnetzen der elektrischen Energieversorgung.
etz-a, Bd. 98 (1977), S. 728 - 734.
- /11/ H. Becker, J. Buter, K. Düring, G. Hosemann, W. Kiwit,
D. Oeding, E. Rumpf, U. Stoll, O. Völcker
Comparison of different techniques for electric high-power transmission in densely populated areas
Cigre-report 13-12, 1978
- /12/ A. Abel
Die architektonische Ausgestaltung von Freileitungsmasten.
Elektrizitätswirtschaft, Jg.40 (1941) S. 416 - 421
- /13/ V. Bourgsdorf
Environmental treatment of transmission lines,
Electra N° 54 (1978) p. 27 - 45
- /14/ H. B. White
General report of group 22,
Electra 37 (1978) p. 105 - 108
- /15/ F. J. Quey: Lignes aériennes et environnement,
Revue Generale de l'Electricité, Tome 84-N°6-
Juin 1975, 448 - 453
- /16/ W. D. Patterson, J. G. Voit, F. Murad, C. Erickson,
G. W. Crouch
The environment, its inclusion in and impact on future trends in bulk energy transport.
Cigre-report 22-06, 1974

- /17/ P. B. Barber, J. S. T. Looms, D. F. Oakshott,
G. Stringfellow, D. R. Stevens, R. P. E. Watson
Transmission lines in the environment of England and
Wales, Cigre-report 22-01, 1974
- /18/ G. Hosemann
Technische, wirtschaftliche und landschaftserhaltende
Gesichtspunkte bei Freileitungen und Kabeln.
EE-Bericht F-67/1, TH Darmstadt, unveröffentlicht
- /19/ F. Reggiani
Study of non-conventional lines with extremely reduced
design dimensions. Electra N^o 27 (1973) p. 25 - 34
- /20/ J. Buter
Diskussionsbeitrag, Cigre 1974 zur Gruppe 31,
Tagungsband Vol I, S. 13 - 14
- /21/ L. Paris, F. Reggiani, M. Valtorta
Development of electric energy transmission and its
effect on the environment, World Craft Conference 1974
Detroit, Rep. 5.2-2
- /22/ P. Dey, G. Orawski
Overhead lines for the u. h. v. range Design consider-
ations and the influence of overvoltage factors on
the cost of u. h. v. lines are discussed.
Electrical Times, 17. Febr. 1972, p. 37 - 41
- /23/ R. J. Cakebread, A. W. von Hamel
Towards a better EHV substation environment,
Cigre-report 23-07 (1976)
- /24/ G. A. Goulty
Visual amenity of the siting and landscaping of
C.E.G.B., E.H.V. substations.
International conference on the design and application
of EHV substations, London Nov. 1977, Publication
Number 157

- /25/ DIN 1320, Akustische Grundbegriffe
- /26/ IEEE Subcommittee Report, "A guide for the measurement of audible noise from transmission lines".
IEEE T-PAS vol. 91, p. 853 - 856, May/June 1972
- /27/ Hirsch, Pirotte
Die akustischen Störungen der Koronaentladungen.
Bericht Nr. Do27, 400-kV-Forschungsgemeinschaft,
Heidelberg 1970
- /28/ Cigre-Sonderdruck: Interferences produced by
corona effect of electric systems. Paris, 1974,
112 bd Haussmann.
- /29/ N. G. Trinh, P. S. Maruvada, B. Poirier
A comparative study of the corona performance of conductor bundles for 1200 kV transmission lines.
IEEE T-PAS vol 93, pp. 940 - 949 May/June 1974
- /30/ M. G. Comber, R. Cortina
Audible noise generation of individual subconductors of transmission line conductor bundles.
IEEE T-PAS, Vol. 95, pp. 525 - 535 Mar/Apr. 1976
- /31/ DIN 45630 Grundlagen der Schallmessung
- /32/ E. R. Taylor, Jr. V. L. Cartier, D. N. Rice
Audible noise and visual corona from HV and EHV transmission line and substation conductors-laboratory tests.
IEEE T-PAS, vol. 88, pp. 666 - 679, May 1969
- /33/ D. E. Perry
An analysis of transmission line audible noise levels based on fields and three-phase test line measurements,
IEEE T-PAS, vol. 91, pp. 857 - 865, May/June 1972
- /34/ DIN 18005, Schallschutz im Städtebau Bl. 1

- /35/ D. Krane
Schallausbreitung in bebauten Gebieten.
Umwelt 2/76, S. 75/6

- /36/ W. Leschnik
Eine Methode zur Vorhersage der Lärmausbreitung in Wohn-
gebieten, Kampf dem Lärm 1978, S. 117 - 119

- /37/ J. E. Dike, R. A. Walker
Siting 132/11 kV substations in residential areas - the
problem of noise.
International conference on the design and application
of EHV substation Nov. 1977 London,
Conference Publication N^o 157

- /38/ M. Delis, O. Deter, J. A. Kuipers, R. R. Rogers
Transformer noise attenuation in substations.
Cigre-Bericht 23 - (1980)

- /39/ DIN 42540, Geräuschstärke von Transformatoren

- /40/ VDI 0532, Teil 1, Abschnitt 48, Geräuschmessung von
Transformatoren

- /41/ DIN 45633, Bl. 1, Präzisionsschallpegelmesser; allge-
meine Anforderungen

- /42/ E. W. Vis
Transformer noise in residential areas, International
Conference on Electricity Distribution.
May 1977, London, pp. 80 - 83

- /43/ E. Reiplinger, H. Stelter
Geräuschprobleme, etz-a Bd. 98 (1977), S. 224 - 228

- /44/ F. Alber
Verminderte Geräuschwerte bei Gießharztrockentransforma-
toren GEAFOL,
Siemens-Zeitschrift Bd. 50(1976), S. 277 - 278

- /45/ L. Schreiber
Schallausbreitung im Freien, Fortschritte der Akustik:
Plenarvorträge und Kurzreferate der 4. Tagung der
Deutschen Arbeitsgemeinschaft für Akustik, DAGA 75,
Braunschweig, S. 67 - 79
- /46/ E. Reiplinger, H. Stelter
Möglichkeiten zur Verminderung der Lästigkeit von
Industrielärm bei Schalldruckpegeln unterhalb von 50 dB(A),
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 69(1970), S. 599 - 601
- /47/ W. Krämer, D. Schnee
Membranschalldämpfung - eine neue Möglichkeit zur Ge-
räuschkinderung expandierender Medien.
Energie und Technik 25(1973) , S. 1 - 4
- /48/ R. Kugler, E. Pflaum
Geräuscharme Hochspannungs-Leitungsschalter.
etz-Archiv 1(1979), S. 1 - 4
- /49/ F. Hirsch
Hörversuche zur Bestimmung der Beeinträchtigung des
Rundfunkempfangs durch Koronaentladungen auf Hoch-
spannungsleitungen. Interner Bericht Do 21 der
400-kV-Forschungsgemeinschaft, 1969
- /50/ O. Völcker
Fehlerhäufigkeit bei Kabel- und Rohrleiterstrecken,
Bericht EH 3.3-10 des Arbeitskreises 3.3 "Unterirdische
Leitungen" der Studie /9/, unveröffentlicht.
FGH, Mannheim
- /51/ VDEW
Störungs- und Schadensstatistik, Verlag- und Wirtschafts-
gesellschaft der Elektrizitätswerke Frankfurt
- /52/ F. Scheffer, P. Schachtschabel
Lehrbuch der Bodenkunde, Stuttgart 1970

- /53/ O. Kries
Gesichtspunkte der Raumordnung und Landesplanung zur
Führung und Gestaltung von Freileitungen.
Energiewirtschaftliche Tagesfragen (1968, S. 13 - 30
- /54/ O. Kries
Das Hochvolt-Verbundnetz aus der Sicht der Landesplanung.
Raumforschung und Raumordnung 17. Jg.(1959), S. 138 - 147
- /55' F. Halstenberg
Raumordnung, Regionalplanung und Elektrizitätswirtschaft,
Elektrizitätswirtschaft 65.Jg.(1966), S. 679 - 683
- /56/ K.-H. Schneider, H. Steinbigler et al.
Displacement currents to the human body caused by the
electric field under overhead lines.
Cigre-report 36-04, 1974
- /57/ R. Waibel, S. Schuy
Der Einfluß elektrischer Felder auf Organismen.
Archiv für Elektrotechnik 60(1978), S. 267 - 275
- /58/ W. Kouwenhoven, et al.
Medical evaluation of man working in a. C. electric
fields
IEEE Trans.Power Appar. Syst. PAS-86(1967) S. 506 - 511
- /59/ G. Hauf
Untersuchungen über die Wirkung energietechnischer
Felder auf Menschen. Diss. 1974, TU München
- /60/ V. P. Korobkova, Yu. A. Morozov, M. D. Stolarov
Yu. A. Yakub
Influence of the electrical field in 500 and 750 kV
switchyards on maintenance staff and means for its
protection. Cigre-report 23-06, 1972
- /61/ M. V. Strumza
Influence sur la santé humaine de la proximité des
conducteurs d'électricité à haute tension. Archives
Maladies Professionnelles de Médecine du Travail et de
Sécurité Sociale (Paris) 1970 T.31 Juin 1970, p.269-270

- /62/ J. Brinkmann
Die Langzeitwirkung hoher elektrischer Wechselfelder
auf Lebewesen am Beispiel frei beweglicher Ratten.
Diss. 1976, TU Hannover
- /63/ G. Wellenstein
Der Einfluß von Hochspannungsleitungen auf Bienenvölker.
Zeitschrift für angewandte Entomologie, Bd.74 (1973)
S. 86 - 94
- /64/ G. Altmann
Die Revieraufteilung bei weißen Mäusen unter natürlichen Bedingungen, im Faradayschen Raum und im künstlichen luftelektrischen Feldbereich.
Zeitschrift Tierpsychologie Jg. 34, S. 337 - 344
- /65/ VDE O228, Bestimmungen für Maßnahmen bei Beeinflussung
von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen.
Teil 1 bis 4
- /66/ Records of the Kema Symposium on the influence of power
transmission development on the future design of
switchgear. Symposium Arnheim, Oktober 1973.
- /67/ Energieübertragung mit hochgespanntem Gleichstrom (HGÜ)
Bericht 20 der 400-kV-Forschungsgemeinschaft (1962)
- /68/ Wirtschaftlichkeit von Bahnstromsystemen für Fernbahnen,
Stellungnahme der Elektroindustrie, unveröffentlicht
- /69/ G. Hosemann, H. Peters
Grenzen der Planung gezeigt an Modellstudien zur elektrischen Hochleistungsübertragung, Internationales Symposium "Security of Power System Operation"
Breslau 1977, Vol. V S. 31 - 42
- /70/ Ministerialblatt des Bundesministers für Finanzen und
des Bundesministers für Wirtschaft Nr. 13 S. 293,
Bonn 1973

- /71/ H. H. Koelle
Seminar Systemtechnik I, TU Berlin 1975
- /72/ A. Blumenstein
Kendall M. B. : "Cost-Benefit-Analysis" The English
Universities Press. Ltd., London 1971
- /73/ Chr. Zangemeister
Nutzwertanalyse in der Systemtechnik
Wittmannsche Buchhandlung, München 1970
- /74/ G. Hosemann, H. Peters
The evaluation of environmental effects - an aid in
planning high power transmission networks.
Sixth Power Systems Computation Conference, Darmstadt
1978, IPC Science and Technology Press Vol. I,
p. 130 - 137
- /75/ Allgemeine Verwaltungsvorschrift über genehmigungsbe-
dürftige Anlagen nach § 16 der Gewerbeordnung-GewO,
Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm, Juli 1968.
- /76/ Formel- und Tabellenbuch für Starkstrom-Ingenieure,
Siemens-Schuckertwerke AG, 1960 S. 133
- /77/ DIN 1319 Bl. 3 "Grundbegriffe der Meßtechnik"
- /78/ A. Markelin
Erfahrungen bei der Anwendung sensorischer Simulation
im Städtebau, Bauwelt Sonderdruck 1978
- /79/ VDI 2058 Bl. 1, Beurteilung von Arbeitslärm in der
Nachbarschaft
- /80/ VDEW
Wirtschaftliche Investitionsplanung in der Elektrizitäts-
wirtschaft, VDEW 1966, 2. Aufl.
- /81/ H. Jacob
Allgemeine Betriebswirtschaftslehre in programmierter
Form, 1974 2. Aufl.

- /82/ K. Herzig, D. Povh, E. Schäfer, W. Dertz
Optimierungsuntersuchung von Kostenformeln für HGÜ-
Freileitungen, ETZ-A Bd. 91(1970) , S. 99 - 104
- /83/ H.-J. Koglin
Berechnungsmethoden der Versorgungszuverlässigkeit.
ETZ-A Bd. 96(1975) , S. 486 - 490
- /84/ J. Dollinger
Untersuchung elektrischer Hochleistungsübertragungs-
netze zur Versorgung von Ballungsgebieten.
Diplomarbeit D 12 am Lehrstuhl für elektrische Energie-
versorgung FAU Erlangen
- /85/ S. A. Schmitt
Measuring Uncertainty. An Elementary Indroduction to
Bayesian Statistics.
Reading, Mass.1969, Addison-Wesley, pp. 400
- /86/ K. Edwin, B. Siemes
The Influence Of Data Uncertainties On The Reliability
Evaluation Of Power Systems, International Symposium On
System Reliability For Power Engineering, Stockholm
Aug. 1978
- /87/ K. Edwin, B. Siemes
Berichte über Untersuchungen des Instituts für elektri-
sche Analgen und Energiewirtschaft der Rhein.-Westf.
Techn. Hochschule Aachen, Jahresbericht 1976
- /88/ L. Wang
The Effects of Uncertainties in Forced Outages Rates
and Load Forecast on the Loss-of-Load-Probability,
IEEE Paper F 77 045-8, PES Winter Meeting 1977

- /89/ H. Peters
Einfluß der Streuung auf die Ergebnisse der Zuverlässigkeit, Berichte P 19/1 und P 19/2 am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, FAU Erlangen
- /90/ H. Peters
Streuung der Zuverlässigkeit von elektrischen Energieversorgungsnetzen, etz-Archiv 1(1979), S. 315 - 319
- /91/ L. Tacacs
On certain sojourn time problems in the theory of stochastic processes. Acta. Math. Acad. Sci. Hungar. Band I 1957 Seite 169 - 172
- /92/ H. Störmer
Mathematische Theorie der Zuverlässigkeit,
R. Oldenbourg, München, 1970
- /93/ E. M. Mackay, L. H. Berk
Costs of power interruptions to industry, survey results. Cigre-report 32-07, 1978
- /94/ G. Schulte
Probleme der Bewertung störungsverursacht ausgefallener Energielieferungen.
Elektrizitätswirtschaft Bd. 70(1971) S. 656 - 661
- /95/ H. Persoz, J. C. Lemoine, Y. Sacher
Taking Into Account Service Continuity And Quality In Distribution Network Planning, CIRED 1977, Paper No.4.1
- /96/ E. Dahl, J. Huse
The Level Continuity Of Electric Supply And Consequent Financial Implications, CIRED 1977, Paper No. 4.4
- /97/ G. Hosemann, H.-J. Koglin, G. Schulte
Bedeutung und Bewertung der wegen Störungen nicht zeitgerecht gelieferten elektrischen Energie für die Ausbauplanung großer Versorgungssysteme, EE-Bericht F 92/1, Institut für Elektrische Energieversorgung TH Darmstadt

/98/ H. Böcker, W. Kaufmann

Optimierung des Aufwandes für die Zuverlässigkeit der
Elektrizitätsversorgung in der Netzplanung zum Nutzen
des Abnehmers, Elektrizitätswirtschaft, Bd. 74 (1975)
S. 215 - 220

/99/ T. Jaeger

Beurteilung technischer Risiken, VDE-Tagung Technisches
Sachverständigenwesen 1978, Tagungsband S. 129 - 158,
VDE-Verlag GmbH Berlin

/100/ K. Zollenkopf

Diskussionsbeitrag zur Cigre-Tagung 1968
Vol. II, Gruppe 32 S. 7

Die Untersuchungen zur Studie "Elektrische Hochleistungsüber-
tragung und -verteilung in Verdichtungsräumen" /9/ wurden in
sechs Arbeitskreisen durchgeführt. Im Arbeitskreis 4 "Beur-
teilungsgrundlagen" wurden die folgenden unveröffentlichten
Berichte abgefaßt:

/101/ E. Schäfer

Hochfrequente Funkstörungen durch Hochspannungsfreilei-
tungen, Bericht EH 4-29, FGH Mannheim

/102/ H. Schmitz

Abfuhr von Verlustwärme unterirdischer Leitungen.
Bericht EH 4-17, FGH Mannheim

/103/ W. Jaek

Zur Klärung des Begriffs "Raumordnung"
Bericht, EH 4-35, FGH Mannheim

/104/ E. Schäfer

Zusammenstellung von Informationen zum Teilziel 8.
"Möglichst geringe Beeinträchtigung fremder Trassen bei
Bau, Betrieb und Instandhaltung von Hochspannungsfrei-
leitungen und -kabel." Bericht EH 4-36, FGH Mannheim

- /105/ E. Schäfer
Kosten für Maßnahmen gegen die Beeinflussung von Fern-
meldeeinrichtungen durch Starkstromanlagen.
Bericht EH 4-10, FGH Mannheim
- /106/ R. Gröber
Wirkungen der Kurzschlußströme und Gedanken zur Perso-
nalsicherheit. Bericht EH 4-12, FGH Mannheim
- /107/ D. Attig, H. Peters
Datenbogen für Netze der elektrischen Energietechnik.
Bericht EH 4-23, FGH Mannheim
- /108/ D. Attig, H. Peters, J. Stamer
Bewertungsfragebogen für Netze der elektrischen Ener-
gietechnik. Bericht EH 4-24, FGH Mannheim
- /109/ D. Attig, H. Peters
Gewichtung der Teilziele
Bericht EH 4-25, FGH Mannheim
- /110/ H. Peters
Auswertung der Gewichtungsfaktoren und der Einschät-
zungen im Bewertungsfragebogen der AK 4-Wirksamkeits-
analyse. Bericht EH 4-30, FGH Mannheim
- /111/ H. Peters
Ermittlung der Zielerträge
Bericht EH 4-26, FGH Mannheim

Anhang I

Addition der Schallpegel L_{pi} einzelner Leiter i zum Gesamtschallpegel

$$\frac{L_{pi}}{dB} = 20 \log \frac{p_i}{p_o} \quad \text{mit} \quad \begin{array}{l} p_i \text{ Schalldruck des Leiters } i \\ p_o = 2 \cdot 10^{-4} \text{ } \mu\text{-bar} \end{array}$$

Aufsummiert werden die Schalldrücke p_i zum Gesamtschalldruck p_{ges}

$$p_{ges} = \sqrt{\sum_{i=1}^n p_i^2}$$

Daraus folgt für die Summe der Schallpegel

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n L_{pi} &= 20 \log \frac{p_{ges}}{p_o} \\ &= 10 \log \left(\sum_{i=1}^n 10^{L_{pi}/10} \right) \end{aligned}$$

Anhang III

Herleitung der Gleichung (4.11) aus Gleichung (4.10)

Die n -fache Faltung der Verteilungsfunktion $G(x) = 1 - e^{-\lambda x}$ ist nach Mood, Graybill, Boes⁺ durch folgende Gleichung gegeben

$$G_n(x) = \int \frac{\lambda^n}{\Gamma(n)} x^{n-1} e^{-\lambda x} dx = \frac{\lambda^n}{\Gamma(n)} \left[\frac{1}{-\lambda} x^{n-1} e^{-\lambda x} - \frac{n-1}{-\lambda} \int x^{n-2} e^{-\lambda x} dx \right]$$

Daraus folgt der in Gleichung (4.11) vorkommende Ausdruck

$$G_n(x) - G_{n+1}(x) = \frac{(\lambda x)^n}{n!} e^{-\lambda x}$$

⁺ Mood A., Graybill F., Boes D.

Introduction to the theory of statistics,
Düsseldorf: Mc Graw-Hill, 1974, 564 S.

Anhang II

(Auszug aus /9/)

Für die Hauptstudie entwickelte Wirksamkeitsanalyse zur Untersuchung der Umweltfreundlichkeit elektrischer Modellnetze zur Hochleistungsübertragung

O. Zusammenfassung

Um die Umweltfreundlichkeit von modellhaften Netzen zur Hochleistungsübertragung zu untersuchen, wird für die Hauptstudie eine geeignete Wirksamkeitsanalyse entwickelt. Sie betrachtet die in Geld nicht bewertbaren Eigenschaften der verschiedenen Ausführungsformen elektrischer Betriebsmittel in Netzen, schätzt ihre Bedeutung unter weitgehender Verwendung meßbarer Daten ein und erlaubt es, die Wirksamkeit der Modellnetze auf ihre Umgebung qualitativ und quantitativ unter Berücksichtigung der Vertrauensbereiche zu beurteilen.

Das hierzu entwickelte Verfahren wird beschrieben und das Ergebnis an einer Versorgungsaufgabe mit vier Testnetzen erläutert.

1. Aufgabenstellung

Die Hauptstudie soll die Einsatzmöglichkeiten neuer Techniken zur Hochleistungsübertragung untersuchen sowie die Umweltfreundlichkeit der bestehenden und der neuen Techniken behandeln. Die Hauptstudie befaßt sich nicht mit der Planung tatsächlich auszuführender Netze, sondern untersucht die Einflüsse der neuen Techniken auf charakteristische Modellnetze zur Hochleistungsübertragung.

Alle geldlich nicht erfaßbaren Eigenschaften der Modellnetze werden "Wirksamkeiten" genannt. Die für die Hauptstudie aus bekannten Bewertungsmethoden weiterentwickelte Wirksamkeitsanalyse ist auf solche Modellnetze zugeschnitten. Sie läßt sich in der vorliegenden Form auf die tat-

sächlichen Netze nicht übertragen, da die Modelltheorie nur Aussagen über den Durchschnitt aller denkbaren Ereignisse erlaubt und in der Praxis viele zusätzliche Einzelheiten zu beachten sind, die nicht zur Hauptstudie gehören.

Die Wirksamkeiten betreffen nach Tabelle A1 ausschließlich die Umwelterhaltung, wobei aus der Betrachtung ausgeschlossen werden:

- elektrische Unfälle ;
- wirtschafts- und konjunkturpolitische Aspekte(Energiesicherung im Krisenfall, Regionalförderung, Arbeitsbeschaffung);
- wehrpolitische Aspekte;
- Auswirkungen möglicher Sabotage;
- höhere Gewalt, die sich statistisch nicht erfassen läßt;
- atypische lokale Besonderheiten.

Betriebswirtschaftliche Kosten	Folgen	Wirksamkeiten in der Umwelt	Unberechenbares
Errichtung, Betrieb, Reparaturen, Kapital, Steuern.	von Versorgungsunterbrechungen durch Ausfälle von Betriebsmitteln.	durch Geräusch, Hochfrequenz, optische Erscheinung, Baustellen, Verschmutzung, Beeinträchtigung der Raumordnung, Beeinträchtigung von fremden Trassen	elektrische Unfälle(durch VDE-Bestimmungen weitestgehend eingeschränkt), Politik, höhere Gewalt, atypisch lokale Besonderheiten.
Kapitalwertmethode	Zuverlässigkeitsanalyse	Wirksamkeitsanalyse	Nicht erfaßbar

Tabelle A1 Ausbauplanung elektrischer Versorgungssysteme

Nach eingehender Untersuchung der Umweltfreundlichkeit elektrischer Übertragungsnetze ist zwischen acht Teilzielen der Umwelterhaltung zu unterscheiden. Die Betriebsmittel der in der Hauptstudie behandelten Modellnetze zur Hochleistungsübertragung genügen ihnen in unterschiedlicher Weise unabhängig von Ort und Zeit und von benachbarten Betriebsmitteln. Daher darf man das Überlagerungsprinzip anwenden, d.h. die Erfüllung der Teilziele auf die Stückzahl der Betriebsmittel beziehen, bei Leitungen auf die Trassenlänge, wobei man annimmt, daß alle Leitungsvarianten eines Modellnetzes dieselben Landschaftszonen berühren und daß alle Netzvarianten dieselbe Versorgungsaufgabe erfüllen.

Die Umweltfreundlichkeit läßt sich nur an den elementaren elektrischen Betriebsmitteln der Modellnetze studieren, da maßstäbliche Umweltnachbildungen sowohl ohne als auch mit elektrischer Hochleistungsübertragung nicht zu erstellen sind. Die Gesamtwirksamkeit eines Netzes muß sich daher in geeigneter Weise aus den Teilwirksamkeiten der einzelnen Betriebsmittel zusammensetzen. Für die erforderlichen Zwischenrechnungen werden ausreichend fein unterteilte Skalen benötigt, auch wenn das Gesamtergebnis mit einem beachtlichen Streubereich verknüpft ist. Besonders bei den neuen, bisher unerprobten Techniken der Hochleistungsübertragung können die verfügbaren Daten gar nicht genau sein. Auf den Skalen sind Interpolationen gegenüber Extrapolationen zu bevorzugen. Für alle Aussagen ist auch der Vertrauensbereich festzustellen.

Will man zur Umweltfreundlichkeit einer Technik Stellung nehmen, so sind subjektive Einschätzungen nicht zu umgehen. Die nachstehend beschriebene Wirksamkeitsanalyse ist so angelegt, daß sie mit möglichst wenigen subjektiven Einschätzungen auskommt, die sich tunlich nach rationalen, verfolgbaren und nachprüfbaren Kriterien richten. Die Wirksamkeitsanalyse zwingt also zu einer systematischen, kon-

sequenten und auslassungsfreien Betrachtung ihrer vielschichtigen Gesichtspunkte. Ihr Ziel ist es, die intuitive Aussage Einzelner oder eines unverbindlichen, nicht verantwortlichen Kreises zu vermeiden. Ihre Anwendung und Durchführung wird im vorliegenden Fall von einer Arbeitsgruppe lebenserfahrener, verantwortlicher und angesehener Ingenieure persönlich getragen. Trotz aller Bemühungen, sich aus modischen Strömungen herauszuhalten, können die im folgenden ermittelten Einschätzungen nicht für jedes Land, jeden Ort und jeden Zeitpunkt gelten. Sie werden aber für die Hauptstudie als angemessen und zeitgemäß angesehen.

Soweit es möglich und zu vertreten ist, werden im folgenden Begriffe und Definitionen aus der Systemlehre /70/ verwandt. Es zeigt sich jedoch, daß die von Kosten-Nutzen-Untersuchungen geläufigen Vorstellungen auf die vorliegende Aufgabe nicht unesehen übernommen werden können.

2. Die Wirksamkeitsanalyse der Hauptstudie

Das Verfahren geht nach den im folgenden beschriebenen elf Schritten vor, um die gesuchten Wirksamkeiten der Modellnetz-Alternativen A_1 einschließlich ihrer Vertrauensbereiche zu erhalten.

2.1 Erster Schritt: Formulierung der Aufgabenstellung

Unter Beachtung der Eigenheiten der elektrischen Energieversorgung sind ihre Wirksamkeiten, d.h. ihre geldlich nicht bewertbaren Eigenschaften, zu erfassen. Dabei sind die im Abschnitt 1 erwähnten Einflüsse auszuschließen.

2.2 Zweiter Schritt: Erstellung eines Zielsystems

Unter den im ersten Schritt vorausgestellten Annahmen betreffen alle Wirksamkeiten bei Netzen der Energieversorgung die Umwelterhaltung. Als einziges Ziel tritt daher auf: "Umweltfreundlichkeit".

Das genannte Ziel hat sich aus umfangreichen Untersuchungen und Überlegungen ergeben. Hierzu wurden zunächst einmal sämtliche Eigenschaften von Netzen der elektrischen Energieversorgung zusammengestellt. Dann wurden jene Eigenschaften ausgeschlossen,

- die nur unerheblich sind, z.B. die Lufterwärmung durch Netzverluste;
- die in Geld bewertet können, z.B. die Kurzschlußleistung;
- für die VDE-Sicherheitsvorschriften bestehen, z.B. der Berührungsschutz;
- die nur beim Vergleich unterschiedlicher Versorgungsaufgaben auftreten, z.B. der Einfluß besonderer Landschaften auf die Ästhetik.

Die Tatsache, daß das Zielsystem unter den in Abschnitt 1 getroffenen Annahmen nur ein Ziel, nämlich ausschließlich Umweltgesichtspunkte, enthält, ist keinesfalls selbstverständlich und stellte sich erst im Zuge der Untersuchung heraus.

2.3 Dritter Schritt: Zerlegung in Teilziele Z_j

Das Ziel "Umweltfreundlichkeit" wird schrittweise in Teilziele zerlegt, so daß sich ein hierarchisch aufgebautes Schema in der Art ergibt, wie es beispielhaft Bild A1 zeigt.

Für die Aufspaltung gelten folgende Gesichtspunkte:

- Die Teilziele sollen möglichst so weit aufgespalten werden, daß sie sich in der untersten Ebene nur unter einem einzigen Aspekt bzw. nur mit einer Meßgröße erfassen lassen. Ein solcher Aspekt kann z.B. die akustische Beeinträchtigung, die Meßgröße dabei die Lautstärke sein.
- Formal könnte man die Aufspaltung noch weiter treiben. Beispiel: Man könnte getrennte Teilziele "Möglichst geringe akustische Beeinträchtigung durch Freileitungen"

und "Möglichst geringe akustische Beeinträchtigung durch Stationen" aufstellen. Diese Unterscheidung läßt sich jedoch einfacher bei der Bestimmung der Zielerträge k_{rj} vornehmen.

Eine zu geringe Aufspaltung erschwert die Bestimmung der Zielerträge k_{rj} nach Abschnitt 2.6, während eine zu starke Aufspaltung die Übersichtlichkeit des Verfahrens mindert. In Zweifelsfällen über den Grad der Zerlegung sollte man im allgemeinen eine stärkere Aufspaltung bevorzugen.

- Tritt eine große Anzahl von Teilzielen auf, so sollte man eine paarweise Aufspaltung anstreben. Hierdurch erhält man einen Zielbaum, bei dem sich die Zahl der Teilziele von Ebene zu Ebene verdoppelt. Mit einem derart hierarchisch aufgebauten Schema läßt sich die Gewichtung nach Abschnitt 2.5 erleichtern.

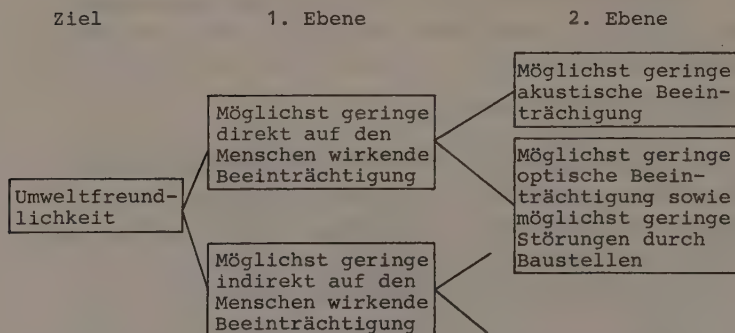


Bild A1 Schema für die Unterteilung des Ziels "Umweltfreundlichkeit" in Teilziele

Die 2^n Teilziele der n -ten Ebene werden als Teilziele Z_j bezeichnet. Nach Tabelle A2 des Abschnitts 2.5 wird das Ziel "Umweltfreundlichkeit" in 8 Teilziele untergliedert.

2.4 Vierter Schritt: Auswahl und Beschreibung der zu untersuchenden Modellnetz-Alternativen A_i

Jede Versorgungsaufgabe kann durch verschiedene Modellnetz-Alternativen A_i erfüllt werden. Alle diese Alternativen A_i setzen sich im Falle der Hauptstudie aus einer beschränkten Zahl Ausführungsformen F_r zusammen, die man drei Teilgruppen zuordnen kann.

Beispiele für Modellnetz-Alternativen A_i :

- 10-Knoten-Netz mit Freileitungen und Kabeln,
- 10-Knoten-Netz mit Freileitungen und SF_6 -Rohrleitern.

Beispiele für Ausführungsformen F_r :

1. Teilgruppe: Übertragungsleitungen
 - Freileitung DS 380 kV,
 - Freileitung DS 110 kV,
 - SF_6 -Rohrleiter DS 380 kV.
2. Teilgruppe: Transformatoren
 - Netztrafo 380/110 kV , 600 MVA,
 - Netztrafo 380/110 kV , 300 MVA;
3. Teilgruppe: Stationen
 - Freiluftschaltanlage 380 kV,
 - Innenraumschaltanlage(SF_6) 380 kV.

Eine Modellnetz-Alternative A_i setzt sich also aus verschiedenen Ausführungsformen F_r zusammen. Jedes Netz erhält mindestens eine Ausführungsform aus jedem Teilgebiet. In der Regel sind es jedoch mehrere.

Die hier betrachteten Modellnetze unterscheiden sich wesentlich von anderen technischen Systemen. Beispielsweise setzen sich die im Bauingenieurwesen zu behandelnden Alternativen

im allgemeinen nicht aus Kombinationen vergleichsweise weniger Elemente zusammen, die voneinander unabhängig auf die Umwelt einwirken. Das im Abschnitt 1 erwähnte Überlagerungsprinzip ist dann nicht anwendbar. Dort stellt sich beispielsweise die ganz anders geartete Aufgabe, einige etwa durch maßstäbliche Modelle beschriebene Alternativen miteinander zu vergleichen.

Dagegen zeichnen sich die Modellnetz-Alternativen A_i der Hauptstudie dadurch aus, daß sie sich aus wenigen immer wiederkehrenden Ausführungsformen zusammensetzen. Die große Anzahl möglicher Alternativen ergibt sich vor allem aus der unterschiedlichen Länge, Menge und Häufigkeit der Ausführungsformen. Nur durch diese Eigenart und durch die voneinander unabhängige Einwirkung der Ausführungsformen auf die Umwelt wird die hier beschriebene allgemeine Lösung zur Bewertung der Modellnetz-Alternativen ermöglicht.

Die für die Wirksamkeitsanalyse maßgeblichen Eigenschaften der Ausführungsformen F_r werden in Datenbögen getrennt nach den Teilzielen Z_j beschrieben, siehe Abschnitt 2.6.

2.5 Fünfter Schritt: Zuordnen von Gewichtungsfaktoren g_j zur Bestimmung der relativen Bedeutung der einzelnen Teilziele Z_j

Für jedes Teilziel Z_j ist ein Gewichtungsfaktor g_j zu bestimmen. Dazu wird das hierarchisch aufgebaute Teilzielschema nach Abschnitt 2.3 herangezogen. Jeweils zwei Teilziele werden so gewichtet, wie sie ein übergeordnetes Teilziel zu erfüllen scheinen. Anschließend werden diese übergeordneten Teilziele innerhalb der nächst höheren Ebene miteinander verglichen. Offensichtlich fällt es leichter, jeweils nur ein Teilzielpaar miteinander zu vergleichen, als alle Teilziele Z_j zugleich einander gegenüberzustellen. Aus den einzelnen paarweisen Vergleichen werden die Gewichte g_j errechnet.

Der Einwand, eine paarweise Aufspaltung führe zu einer Nivellierung der Gewichtungsfaktoren g_j , ist allenfalls bei unerfahrenen Probanden zu erheben. Im Beispiel von Bild A2 sind die Ergebnisse der paarweisen Vergleiche jeweils in die stark umrandeten und mit dem Zeichen $\updownarrow$ versehenen Felder eingetragen.

Multipliziert man die Ergebnisse des paarweisen Vergleichs in der durch Bild A2 dargestellten Weise, so erhält man in der n -ten Ebene die Gewichtungsfaktoren g_j der 2^n Teilziele.

Damit wird

$$\sum_j g_j = 100 \% \quad (1)$$

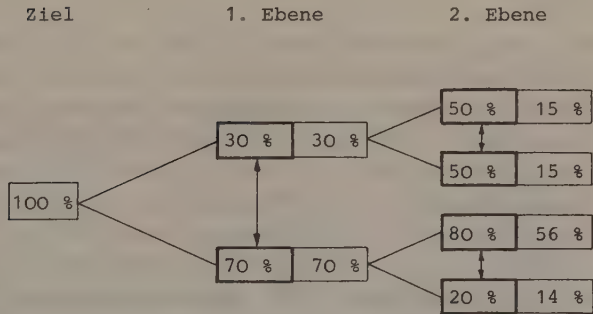


Bild A2 Schema des paarweisen Vergleichs bei 4 Teilzielen.

Durch die Gewichtung wird die relative Bedeutung der Teilziele erfaßt. Teilziele werden nach abstrakten Begriffen wie z.B. "Möglichst geringe akustische Beeinträchtigung" und "Möglichst geringe optische Beeinträchtigung" benannt. Verschiedene Personen können sich aber unter einer solchen Benennung höchst Unterschiedliches vorstellen. So kann die

Benennung "Möglichst geringe akustische Beeinträchtigung" sowohl die Vorstellung von Kindergeschrei als auch von Flugzeuglärm hervorrufen. Zu der Benennung des Teilzieles muß daher eine ausführliche und klare Beschreibung dessen treten, was bei den einzelnen Teilzielen tatsächlich gewichtet werden soll. Anderenfalls würde man sich dem Vorwurf einer wissenschaftlich verbrämten Willkür aussetzen.

Für jedes Teilziel muß daher eine Bezugsausführungsform B_j nach Tabelle A2 angegeben werden. Als Bezugsausführungsform kann prinzipiell jede Ausführungsform F_r herangezogen werden. In der Praxis eignen sich jedoch diejenigen Ausführungsformen F_r am besten, bei denen möglichst große Abweichungen vom erreichbaren Idealzustand des betrachteten Teilzieles Z_j auftreten. Beispielsweise könnte man bei dem Teilziel "Möglichst geringe akustische Beeinträchtigung" die Leitung auswählen, deren Geräusche die höchste Lautstärke aufweist.

Um im Bereich des Vorstellungsvermögens zu bleiben, ist bei den Bezugsausführungsformen möglichst auf allgemein bekannte Techniken zurückzugreifen. Von diesem Grundsatz mußte nur beim Teilziel 1 abgewichen werden: Die Geräuschentwicklung ist bei den bisher üblichen Freileitungen mit Spannungen bis 380 kV verhältnismäßig gering. Erst bei den Freileitungen mit Spannungen ab 750 kV sind die Lautstärken so groß, daß mit einer spürbaren Beeinträchtigung der Umwelt zu rechnen sein wird. Deshalb erscheint es im Hinblick auf eine möglichst einfache und ausreichend genaue Bewertung der Geräusche zweckmäßig, die 1150-kV-Freileitung als Bezugsausführungsform zu wählen. Dann können nämlich die Einschätzungen aller anderen Ausführungsformen durch Interpolationen gewonnen werden, die in der Genauigkeit bekanntlich den Extrapolationen überlegen sind. Zwar sind die Geräusche bei zukünftigen Techniken im einzelnen noch unbekannt, doch kann man sie unter Beachtung der elektrischen Randfeldstärke im Versuch, z.B. in einer Reuse, nachbilden.

Nr.	Teilziel Z_j Bezeichnung	Bezugsausführungsform B_j			Bemerkungen
		Bezeichnung	Strom- art	Span- nung	
1	Möglichst geringe Entwicklung direkt hörbarer Geräusche	Freileitung	DS	1150 kV	Freileitungsgeräusche über 70 dB (A) in einem Streifen von + 40 m (entspricht einer 1150-kV-Freileitung bei starkem Regen)
2	Möglichst geringe Hochfrequenzstörungen	Freileitung	DS	380 kV	Auf einer Breite von + 50 m entlang der Leitung ist der Rundfunk- und Fernsehempfang gestört.
3	Möglichst geringe optische Beeinträchtigung	Freileitung	DS	380 kV	Mittleres Jahreswetter
4	Möglichst geringe Behinderung von Verkehrstrassen durch Baustellen	Einleiter-ND-Ölkabel	DS	110 kV	Donaumast, Höhe = 50 m, Viererbündel
5	Möglichst geringe Verschmutzung von Boden und Grundwasser	Kabel mit innerer Umlaufkühlung	DS	380 kV	Behinderungen während der Bau- und Reparaturzeit Fehlerrate: ca. 0,5 pro Jahr und 100 km Mittlere Errichtungsdauer: 10 Tage Mittlere Reparaturdauer: 10 Tage
6	Möglichst geringe Bodenerwärmung durch Verluste	SF ₆ -Rohrleitung	DS	380 kV	Mehrere Liter Öl fließen aus. Fehlerrate für Ölaustritt: 0,01 pro 100 km und Jahr
7	Möglichst geringe Beeinträchtigung der Raumordnung	Freileitung	DS	380 kV	Erdverlegtes Rohr (120 cm Durchmesser) 20°-Isotherme angenähert kreisförmig (300 cm Durchmesser)
8	Möglichst geringe Beeinträchtigung von fremden Trassen bei Bau, Betrieb u. Instandhaltung	Einleiter-ND-Ölkabel	DS	110 kV	Behinderung der Aufstellung von Raumordnungsprogrammen, von Änderungen bestehender Programme (z.B. Siedlungswachstum); Trassenbreite 70m Bei der Verlegung von Hochspannungskabeln werden andere Trassen mit der Häufigkeit 2,8/100 km ² a beschädigt.

Tabelle A2: Bezugsausführungsformen B_j

(Das Teilziel Nr. 6 schied aus der Betrachtung aus, nachdem keine Beeinträchtigung des Erreichs durch die Verlustwärme nachzuweisen war.)

Es ist also unumgänglich, die Teilziele nicht nur zu benennen, sondern vielmehr sachgemäß zu beschreiben. Folglich muß zur Beurteilung der Gewichtungsfaktoren g_j ein Personenkreis herangezogen werden, der allen Ansprüchen an Fachkenntnissen, Gewissenhaftigkeit und Erfahrung zweifelsfrei genügt.

Hier muß man sich der unbequemen Frage stellen, ob es denn überhaupt einen Sinn habe, die Gewichtungsfaktoren g_j zu bilden, um damit z.B. Geräusche (Teilziel 1) mit Bodenverschmutzung (Teilziel 5) zu vergleichen. Für die Hauptstudie ist dies unter 4 zwingenden Voraussetzungen durchaus zu bejahen, die man wie folgt fassen kann:

1. Voraussetzung: Eindeutige Bezugsausführungsform.

In vielen Nutzen-Kosten-Untersuchungen anderer Disziplinen werden abstrakte Teilziele allgemeinsten Art ohne nähere Beschreibung benannt, etwa "Lärm an sich", "Gesundheit an Leib und Seele" oder sogar "Geld als solches". Unter solchen Teilzielen stellt sich jedermann etwas anderes vor. Sie sind nicht definiert. Solche Methoden sind folglich als unwissenschaftlich abzulehnen.

2. Voraussetzung: Trennung der Bewertungskomponenten.

Die einzelnen Komponenten, mit denen die Modellnetze zu bewerten sind, nämlich

- die Kosten für Errichtung und Betrieb (Einheit: Geld)
- die allgemein erwartete Zuverlässigkeit der Energieversorgung (Einheit: die wahrscheinlich nicht zeitgerecht gelieferte Energie $\bar{w}_{ai}$. Sie wird für die Hauptstudie nur dann belanglos, wenn alle Modellnetz-Alternativen A_i annähernd dieselben und heute gewohnten Energien $\bar{w}_{ai}$ aufweisen),
- die hier beschriebenen Wirksamkeiten (Denkbare Einheit: Punkte),

dürfen unter keinen Umständen miteinander vermengt werden.

Schon ein Blick auf die angegebenen Einheiten zeigt, daß man Geld, Energie und Punkte nicht addieren darf. Auch eine Quotientenbildung, z.B. Geld/Punkte, ist unsinnig, weil sich die Kosten und Wirksamkeiten mehrerer Modellnetz-Alternativen A_i stets nur auf eine vorgegebene Versorgungsaufgabe beziehen: Innerhalb derselben Versorgungsaufgabe wäre ein solcher Quotient unnötig, beim Vergleich verschiedener Versorgungsaufgaben sogar irreführend.

3. Voraussetzung: Homogenität der Teilziele

Die in Tabelle A2 angeführten Teilziele beziehen sich ausnahmslos auf die Umweltfreundlichkeit, deren Bedeutung außer Zweifel steht. Würde dagegen ein Teilziel z.B. lauten "Vermeidung tödlicher Unfälle", so müßte man den Wert des menschlichen Lebens dem Wert der Umwelterhaltung gegenüberstellen, was keine sinnvolle Fragestellung sein kann.

4. Voraussetzung: Keine Reihung der Alternativen nach unzureichenden Kriterien.

Da nach den Bemerkungen zur Tabelle A1 wesentliche Entscheidungskriterien in der Hauptstudie gar nicht erfaßt werden können, sind die Netz-Alternativen aufgrund unvollständiger Bewertungskomponenten (Errichtungskosten, wahrscheinlich nicht zeitgerecht gelieferte Energie, Wirksamkeiten) nicht zu reihen. Ein weiterer Grund, der eine Reihung verbietet, ist der in Abschnitt 2.11 aufgeführte Unterschied zwischen lokaler und durchschnittlicher Wirksamkeit.

Nur unter diesen Voraussetzungen ist es wissenschaftlich zu vertreten, die in Tabelle A2 angeführten Teilziele miteinander zu vergleichen und nach Abschnitt 2.9 eine Umwelt-Wirksamkeit der Modellnetz-Alternativen A_i zu formulieren.

Eine Reihung dieser Modellnetz-Alternativen ist somit unzulässig.

2.6 Sechster Schritt: Bestimmung der Teilzielerträge k_{rj}
der Ausführungsformen F_r in den Teilzielen Z_j

Der sechste Schritt wird zweckmäßig in drei Zwischenschritten vorgenommen.

1. Zwischenschritt: Bestimmung der Auswirkungen c_{rj} .

Die Auswirkungen c_{rj} , die die Ausführungsformen F_r auf das Teilziel Z_j haben, werden durch Datenbögen erfaßt. Alle Angaben beziehen sich auf eine bestimmte Leitungslänge bzw. auf eine bestimmte Stückzahl.

Beispiel: Z_j : Möglichst geringe Hochfrequenzstörungen,

F_r : Freileitung DS 220 kV,

c_{rj} : Auf einer Breite von ± 40 m entlang der Leitung ist der Rundfunkempfang gestört.

2. Zwischenschritt: Einschätzung d_{rj} der Auswirkungen.

Die Auswirkungen c_{rj} werden einer subjektiven Einschätzung d_{rj} unterworfen.

Beispiel: Z_j : Möglichst geringe Hochfrequenzstörungen,

F_r : Freileitung DS 220 kV,

d_{rj} : 80 Minuspunkte (Zum Vergleich: Die Bezugsausführungsform DS 380 kV nach Tabelle A2 hat 100 Minuspunkte bei einer beeinträchtigten Zone von ± 50 m entlang der Leitung).

Der Zusammenhang zwischen c_{rj} und d_{rj} ist eine beliebige Funktion. Ein linearer Zusammenhang der Form $d_{rj} \sim c_{rj}$ braucht keinesfalls vorzuliegen. Der Sachkundige wird versuchen, sich eine vernünftige Funktion $d_{rj}(c_{rj})$ vorzustellen, etwa pro-

portional zur beeinflussten Zone oder in Anlehnung an das Weber-Fechnersche Gesetz proportional zum Logarithmus der wahrzunehmenden Größe, z.B. dem Schalldruck. o.ä.

Die Einschätzungen werden für jedes Teilziel mit Hilfe der in Bild A3 dargestellten Skala vorgenommen. Auf ihr sind die Einschätzungen d_{rj} aller Ausführungsformen einzuordnen. Der Zahlenwert "0" stellt die Zielausführungsform dar, bei der das Ziel in einer realen Welt erreicht wird. Der Zahlenwert für die Bezugsausführungsform B_j wird auf der Skala auf - 100 festgesetzt.

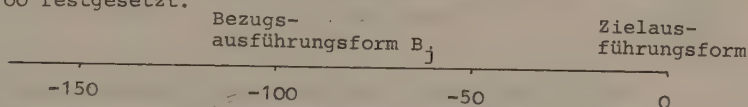


Bild A3 Skala der eingeschätzten Auswirkungen

3. Zwischenschritt: Ermittlung der Teilzielerträge k_{rj} der Ausführungsformen F_r unter Berücksichtigung von Häufigkeiten, Mengen und Einwohnerdichten

Die Häufigkeiten, mit denen bestimmte Ereignisse auftreten, sind den Datenbögen der Betriebsmittel zu entnehmen.

Durch die in der Hauptstudie zu untersuchenden Modellnetze sind unter anderem die Trassenlängen und die Anzahl der Stationen festgelegt, die unter dem Begriff "Menge" zusammengefaßt sind.

Auch die Einwohnerdichten sind für jedes Modellnetz zonenweise klassifiziert vorgegeben.

Mit diesen Angaben ist es möglich, die Frage zu beantworten, mit welcher Häufigkeit eine Person durchschnittlich von den Auswirkungen der Ausführungsformen F_r auf das Teilziel Z_j betroffen wird. Hierzu werden folgende Faktoren eingeführt, mit denen die Einschätzungen d_{rj} multipliziert werden:

- Häufigkeitsfaktor
 - Mengenfaktor
 - Zonenfaktor
- bezogen auf den für die Bezugs-ausführungsform B_j festgelegten Wert.

Das Produkt aus diesen Faktoren und den Einschätzungen d_{rj} stellt die Teilzielerträge k_{rj} dar, wobei von der Annahme ausgegangen wird, daß eine unterschiedliche Häufigkeit, Menge und Einwohnerdichte die Auswirkungen jeweils proportional verändert.

Beispiel: Z_j : Möglichst geringe Hochfrequenzstörungen

F_r : Freileitung DS 220 kV,

k_{rj} : $-80 \times \text{Häufigkeitsfaktor} \times \text{Mengenfaktor} \times \text{Zonenfaktor}$.

In der Tabelle A3 sind die bei den einzelnen Teilzielen anzuwendenden Faktoren zusammengestellt.

2.7 Siebter Schritt: Bestimmung der Teilzielerträge k_{ij} der Modellnetz-Alternativen A_i in den Teilzielen Z_j

Die im Abschnitt 2.6 ermittelten Teilzielerträge k_{rj} betreffen die einzelnen Ausführungsformen F_r am vorgesehenen Einbauort bezüglich des Teilzieles Z_j . Nach Abschnitt 2.4 setzt sich jede Modellnetz-Alternative A_i aus mehreren Ausführungsformen F_r zusammen.

Beispiel: Teilziel: Möglichst geringe direkt hörbare Geräusche

Teilgebiet: a) Übertragungsleitungen

1. 50 km 380-kV-Freileitung (Zone B)
2. 15 km 380-kV-Freileitung (Zone C)

b) Transformatoren

1. 13 Trafos 380/110 kV in Zone C
2. 2 Trafos 380/110 kV in Zone A

c) Stationen

1. 7 Freiluftschaltanlagen 380 kV in Zone C
2. 15 SF₆-Schaltanlagen 110 kV in Zone B

Teilziel j:	Gruppen		Auswirkungen c_{rj} der Betriebsmittel x		Einschätzung d_{rj} auf Skala	weitere Faktoren zur Bestimmung der Zielerträge k_{rj}
	Leitungen	Transfor- matoren	Schalt- anlagen	Art Maß- Einheit		
möglichst geringe Beeinträchtigung						
akustisch	F	F		Geräusch { trocken } Geräusch { feucht } Knall dB(A) dB(A) dB(AI)	1)	Bevölkerungsdichte, Leitungslänge Stückzahl Zahl der Schaltungen
durch Hochfrequenz	F			Funkstörungen durch Korona dB el	keine	Reichweite, Leitungslänge
optisch	alle			Trassenbreite (Trassenbündelung Masthöhe Mastkopfbild) m m m (Bild)		Leitungslänge Leitungslänge
durch Baustellen	F	U		Beseilung Grabenöffnung 1/m	1)	Leitungslänge Leitungslänge, Fehlerhäufigkeit, Grabenlänge
von Boden und Grundwasser	U			Ölaustritt durch Leck 1/m·a		Leckhäufigkeit, Leitungslänge
durch Bodenerwärmung	U			nicht feststellbar O	O	entfällt
der Raumordnung	alle			Schutzstreifen- breite m	1)	Leitungslänge
von fremden Trassen	alle			Schaden 1/a		Leitungslänge

1) 0 $\hat{=}$ realistisches Ziel
-100 $\hat{=}$ Eigenschaft der Bezugsausführungsform

Tabelle A3:

Ermittlung der Teilzielerträge

F Freileitungen, Freiluftaufstellung
U unterirdische Leitungen

Die in Abschnitt 2.6 bestimmten Teilzielerträge k_{rj} aller Ausführungsformen F_r , die zur selben Modellnetz-Alternative A_i gehören, werden zum Teilzielertrag k_{ij} der Modellnetz-Alternative zusammengefaßt:

$$k_{ij} = \sum_r k_{rj}$$

mit $r = f(A_i)$.

2.8 Achter Schritt: Ermittlung der Teilwirksamkeiten n_{ij} der Modellnetz-Alternativen A_i in den Teilzielen Z_j

Die Teilzielerträge k_{ij} der Modellnetz-Alternativen A_i werden mit den Gewichtungsfaktoren g_j multipliziert und ergeben die Teilwirksamkeit

$$n_{ij} = g_j \cdot k_{ij} \quad (3)$$

2.9 Neunter Schritt: Bestimmung des Vertrauensbereiches und Normierung

Die im Abschnitt 2.8 ermittelte Teilwirksamkeit n_{ij} der Modellnetz-Alternative A_i im Teilziel Z_j ist durch die Einschätzungen d_{rj} (Abschnitt 2.6) und die Gewichtungsfaktoren g_j (Abschnitt 2.5) notwendig subjektiv. Daher wird jeder Wert n_{ij} für jedes Mitglied des Arbeitskreises mit seinen individuellen Einschätzungen und Gewichtungen getrennt berechnet. Hieraus wird der Durchschnitt $\bar{n}_{ij}$ und der 90%-Vertrauensbereich nach DIN 1319 mit Hilfe der Standardabweichung bestimmt:

$$n_{ij90} = \bar{n}_{ij} \pm \Delta n_{ij} \quad (4)$$

Das Ergebnis wird für die Darstellung in einem Histogramm normiert:

$$N_{ij} = \frac{n_{ij} + \Delta n_{ij}}{\sum_j \bar{n}_{ij}} = \bar{N}_{ij} \pm \Delta N_{ij}; \quad (5)$$

dabei stellen dar:

$\bar{N}_{ij} + \Delta N_{ij}$ die obere Grenze des gekennzeichneten Intervalls

$\bar{N}_{ij}$ die Mitte des gekennzeichneten Intervalls

$\bar{N}_{ij} - \Delta N_{ij}$ die untere Grenze des gekennzeichneten Intervalls

Ein Beispiel für ein Histogramm folgt in Bild A5.

Neunzig Prozent der im Rahmen der Hauptstudie abgegebenen Aussagen über die Umweltfreundlichkeit der Modellnetz-Alternativen A_i im Teilziel Z_j liegen im gekennzeichneten Intervall.

2.10 Zehnter Schritt: Beschreibung der Umweltfreundlichkeit

Mit Hilfe der nach Abschnitt 2.9 entwickelten Histogramme läßt sich die Umweltfreundlichkeit der Modellnetz-Alternative A_i in allen Teilzielen Z_j ausführlich und zuverlässig beschreiben. Ohne eine solche Beschreibung, d.h. durch bloßes Aufzählen der Teilwirksamkeiten n_{ij} , könnte man den komplexen Charakter der Umweltfreundlichkeit nicht gerecht werden. Ohne den numerischen Rückhalt durch die Histogramme wäre eine Wirksamkeitsanalyse ungenügend.

2.11 Elfter Schritt: Umweltfreundlichkeit der Modellnetz-Alternative A_i

Unter allen Modellnetz-Alternativen A_i , die zu derselben Versorgungsaufgabe gehören, wird eine Alternative zur Bezugs-Alternative B_i erklärt.

Die Wirksamkeiten w_i werden aus den Teilwirksamkeiten gebildet:

$$w_i = \sum_j n_{ij} , \quad (6)$$

$$w_{i90} = \bar{w}_i \pm \Delta w_i , \quad (7)$$

wobei sinngemäß wie im Abschnitt 2.9 auch die 90%-Vertrauensbereiche nach DIN 1319, Blatt 3 mit Hilfe der Standardabweichung zu bestimmen sind. Alle zu derselben Versorgungsaufgabe gehörenden Wirksamkeiten werden auf die durchschnittliche Wirksamkeit der Bezugs-Alternative B_i bezogen:

$$W_i = \frac{\bar{w}_i}{\bar{w}_{B_i}} . \quad (8)$$

Diese normierte Wirksamkeit W_i kann in einem grobgerasterten Diagramm dargestellt werden, das aussagt:

Die Umweltfreundlichkeit der Modellnetz-Alternative A_i ist	{	viel besser als besser als ähnlich wie schlechter als viel schlechter als	}	die Umweltfreundlichkeit der Bezugs-Alternative B_i .
---	---	---	---	---

Als Rasterabstand kann der normierte Vertrauensbereich $2 \Delta w_{B_i} / \bar{w}_{B_i}$ dienen, wie dies Bild A6 zeigt.

An dieser Stelle kann man sich fragen, ob die vorstehende Gesamtaussage, die sich auf die Summenbildungen nach den Gleichungen (2) und (6) abstützt, ausreicht. Schließlich könnte man sich doch zwei ganz unterschiedliche Modellnetz-Alternativen A_i mit gleichen normierten Wirksamkeiten W_i vorstellen, von denen die eine Alternative im ganzen Netz

gleichmäßig umweltfreundlich sei, die andere Alternative dagegen in einigen Netzteilen extrem umweltfreundlich, in anderen jedoch extrem umweltunfreundlich und folglich dort unzumutbar sei. Hieraus folgt, daß von mehreren Modellnetz-Alternativen mit etwa gleicher normierter Wirksamkeit W_1 beim Wirksamkeitsvergleich dieser Hauptstudie diejenige zu bevorzugen ist, bei der die auf die Bevölkerungsdichte bezogene Wirksamkeit möglichst gleichmäßig ist.

3. Ergebnisdarstellung und Beispiele

Das Ergebnis einer Wirksamkeitsanalyse soll durch das folgende Beispiel erläutert werden.

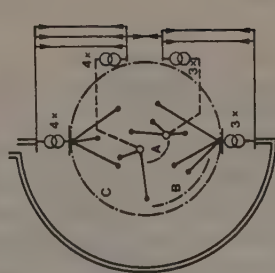
Eine vorgegebene Versorgungsaufgabe kann durch 4 Modellnetz-Alternativen technisch gelöst werden. Sie werden als Modellnetz 1 bis 4 bezeichnet und sind in Tabelle A4 kurz charakterisiert. Das Modellnetz 2 wird a priori zur Bezugs-Alternative B_1 erklärt.

Die für die Wirksamkeitsanalyse erforderlichen sachbezogenen Eingangsdaten hängen von den Netz-Alternativen A_i ab und sind zum großen Teil bei den Modellnetzen in Bild A4 aufgeführt. Darüber hinaus werden zusätzliche Angaben über die Auswirkungen der in den Modellnetzen eingebauten Betriebsmittel benötigt. Sie sind in den Spalten "Auswirkungen c_{rj} der Betriebsmittel r " und "weitere Faktoren zur Bestimmung der Zielerträge k_{rj} " der Tabelle A3 beschrieben.

Die für die Wirksamkeitsanalyse benötigten personenbezogenen Angaben hängen von den Wirksamkeiten der Ausführungsformen F_r ab und wurden von den Mitgliedern des Arbeitskreises 4 ermittelt. Nach sorgfältiger Einarbeitung gaben sie die Einschätzungen d_{rj} der in der Hauptstudie vorkommenden Betriebsmittel nach Abschnitt 2.6 sowie die Gewichtungsfaktoren g_j entsprechend Abschnitt 2.5 nach unterschiedlichen Methoden an.

3000 MW bei vollem Ausbau

Modellnetz 1



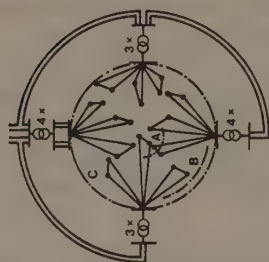
Zone C

7 x 380 / 110-kV-
Abspanner
380-kV-DS-Doppel-
leitung 45,5 km

Zone A/B

7 x 380 / 110-kV-
Abspannung
380-kV-DS-Kabel
25,9 km
110-kV-DS-Kabel
176,8 km

Modellnetz 2



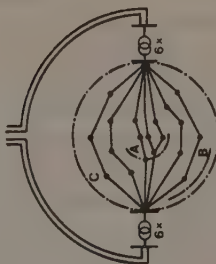
Zone C

14 x 380 / 110-kV-
Abspanner
380-kV-DS-Doppel-
leitung 45,5 + 25,7 km
110-kV-DS-Vierfach-
leitung 10 km

Zone A/B

110-kV-DS-Kabel
182,3 km

Modellnetz 3



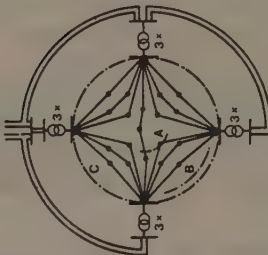
Zone C

12 x 380 / 110-kV-
Abspanner
380-kV-DS-Doppel-
leitung 45,5 km

Zone A/B

110-kV-DS-Kabel
185,7 km

Modellnetz 4



Zone C

12 x 380 / 110-kV-
Abspanner
380-kV-DS-Doppel-
leitung 45,5 + 25,7 km

Zone A/B

110-kV-DS-Kabel
185,2 km

Bild A4 Vier ausgewählte Modellnetze

Modellnetz gemäß Bild A4		1	2 Bezugs- Altern.	3	4
380-kV-Freilei- tungsring im Ab- stand $r=10$ km vom Mittelpunkt		Halbring	^{+) Dreivier- telring}	Halb- ring	Dreivier- telring
110-kV-Kabel		Doppel- leitungen	^{+) Ringe}	Span- gen	Spangen
Umspann- werke 380/110 kV	peripher $r=15$ km	-	eins	-	-
	am Bebauungs- rand $r=5$ km	zwei	drei	zwei	vier
	am dicht be- siedelten Gebiet	zwei	-	-	-

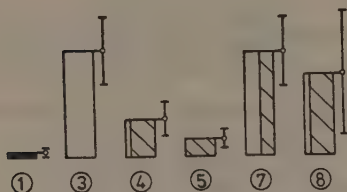
Tabelle A 4 Untersuchte Modellnetze 1 bis 4
+) zusätzlich 380-kV-Kabel

In Bild A5 sind die normierten Teilwirksamkeiten N_{ij} der 4 Modellnetze (nach den Teilzielen der Tabelle A2 geordnet) in der nach Gleichung (5) angegebenen Weise aufgetragen. Praktisch sind nur die Teilziele 3, 7 und 8 von Bedeutung. Da im vorliegenden Beispiel keine Hochfrequenzstörungen auftreten, ist das Teilziel 2 ohne Einfluß auf das Gesamtergebnis. Die Histogrammflächen lassen erkennen, welche Betriebsmittel die Umweltfreundlichkeit bestimmen. Von den Transformatoren und Schaltanlagen geht nur eine geringe Beeinträchtigung aus. Sie sind gegenüber den elektrischen Leitungen nahezu vernachlässigbar.

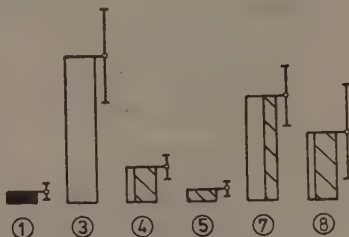
Eine geringe optische Beeinträchtigung (Teilziel 3) wird bei den Modellnetzen 1 und 3 erreicht, weil diese nur mit Freileitungs-Halbringen statt Dreiviertelringen versehen sind.

In der möglichst geringen Beeinträchtigung der Raumordnung (Teilziel 7) unterscheiden sich die vier Modellnetze nur wenig; bei den Modellnetzen 1 bis 3 sind daran die Freileitungen aus dem erwähnten Grund nur weniger beteiligt als die unterirdischen Leitungen.

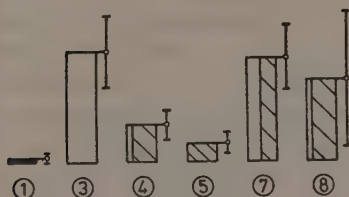
Modellnetz 1



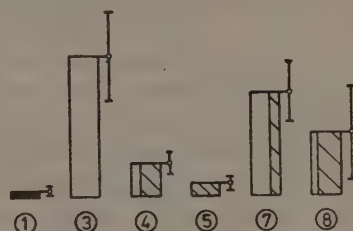
Modellnetz 2



Modellnetz 3



Modellnetz 4



Teilziele

- ① akustisch
- ③ optisch
- ④ durch Baustellen
- ⑤ von Boden und Grundwasser
- ⑦ der Raumordnung
- ⑧ von fremden Trassen

möglichst geringe
Beeinträchtigung

▨ unterirdisch

□ Freileitung

■ Transformatoren
Schaltanlagen



90 % - Vertrauensbereich des Mittelwertes • (DIN 1319, Blatt 3)

Bild A5 Normierte Teilwirksamkeiten der Modellnetze
nach Bild A4.

An der Beeinträchtigung fremder Trassen (Teilziel 8) sind vor allem die unterirdischen Leitungen beteiligt. Der 90%-Vertrauensbereich beansprucht eine vergleichsweise große Ausdehnung, da die subjektiven Einschätzungen mehr als bei anderen Teilzielen streuen.

In Bild A6 sind die normierten Wirksamkeiten W_i der vier Modellnetze nach Abschnitt 2.11 aufgetragen und beschreiben das Gesamtergebnis der Wirksamkeitsanalyse. Auch unter Beachtung der Vertrauensbereiche fallen die Modellnetze 1 und 3 mit Freileitungs-Halbringen günstiger aus als die Modellnetze 2 und 4 mit Dreiviertelringen. Dabei ist es vom Standpunkt der Umweltfreundlichkeit unerheblich, ob man das Modellnetz 1 mit der 380-kV-Kabelverbindung oder das Modellnetz 3 mit den 110-kV-Kabelspangen bevorzugt. Das Modellnetz 4 mit dem Freileitungs-Dreiviertelring und den 110-kV-Kabelspangen ist nicht wesentlich umweltfreundlicher als die Bezugs-Alternative.

Verwendet man den Begriff "signifikant" für solche Fälle, wo sich die Vertrauensbereiche nicht überschneiden, so ist nur das Modellnetz 3 signifikant besser als das Bezugs-Modellnetz 2.

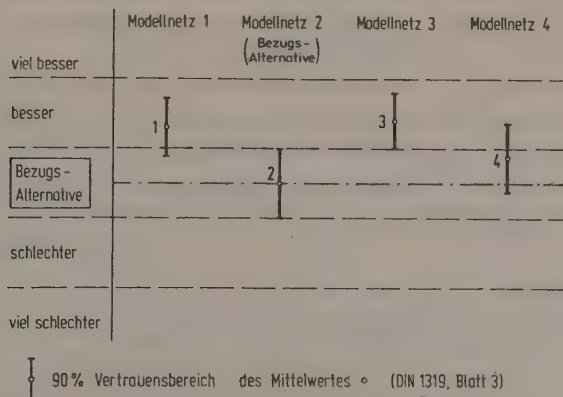


Bild A6 Gesamtergebnis der Wirksamkeitsanalyse (normierte Wirksamkeiten der Modellnetze nach Bild A4)

4. Zusammenstellung der verwendeten Formelzeichen und Begriffe

Formelzeichen	Begriff	Abschnitt
A_i	Modellnetz-Alternative	2.4
B_i	Bezugs-Alternative der Modellnetze	2.11
B_j	Bezugs-Ausführungsform (eines Teilzieles)	2.5
c_{rj}	Auswirkung	2.6
d_{rj}	Einschätzung der Auswirkung	2.6
F_r	Ausführungsform	2.4
g_j	Gewichtsfaktor	2.5
k_{ij}	Teilzielertrag (einer Modellnetz-Alternative)	2.7
k_{rj}	Teilzielertrag (einer Ausführungsform)	2.6
n_{ij}	Teilwirksamkeit	2.8
$+\Delta n_{ij}$	Vertrauensbereich der Teilwirksamkeit, Gl.(4)	2.9
N_{ij}	normierte Teilwirksamkeit	2.9
$+\Delta N_{ij}$	Vertrauensbereich der normierten Teilwirksamkeit, Gl.(5)	2.11
w_i	Wirksamkeit (vgl. auch 2.1)	2.11
$\bar{w}_{Bi}$	durchschnittliche Wirksamkeit der Bezugs-Alternative	2.11
W_i	normierte Wirksamkeit	2.11
z_j	Teilziel	2.3
Indices		
i	Alternative	2.4
B_i	Bezugs-Alternative der Modellnetze	2.11
j	Teilziel	2.3
r	Ausführungsform	2.4

Anhang IV

Herleitung der Bedingungen, unter denen die Doppelausfallzeit zweier elektrischer Netzkomponenten nach Gleichung (4.15) berechnet werden kann.

- 1) Nach Tabelle 4/1 ist die Ausfallwahrscheinlichkeit von Netzkomponenten meist kleiner als 10^{-3} . Der Einfachausfall führt bei Netzen, die nach dem (n-1)-Prinzip geplant sind, noch nicht zu Versorgungsunterbrechungen und kann daher außer Betracht bleiben. Bei stochastisch unabhängigen Mehrfachausfällen ist nur der unabhängige Doppelausfall mit der Wahrscheinlichkeit $q_1 \cdot q_2$ (q_1, q_2 Ausfallwahrscheinlichkeiten der beiden ausgefallenen Komponenten) von Bedeutung, da die Wahrscheinlichkeit $q_1 \cdot q_2 \cdot q_3$ für den unabhängigen Dreifachausfall bereits um den Faktor q_3 (Ausfallwahrscheinlichkeit einer dritten Komponente) kleiner ist.

- 2) Aus Gleichung (4.11) folgt wegen $x \ll t$ näherungsweise

$$\Omega(t, x) = \sum_{n=0}^{\infty} e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^n}{n!} H_n(x)$$

Die Wahrscheinlichkeit, daß zwei Komponenten n-mal während des Betrachtungszeitraumes t gleichzeitig nicht in Betrieb sind, ergibt sich mit der resultierenden Ausfallrate λ_{res} für den Doppelausfall nach Gleichung (4.12) aus dem Ausdruck $e^{-\lambda_{\text{res}} t} \frac{(\lambda_{\text{res}} t)^n}{n!}$. Die resultierende Ausfallrate λ_{res} ist für Doppelausfälle von Netzkomponenten so klein, daß nur ein Doppelausfall ($n=1$) während des Betrachtungszeitraumes $t=50a$ wahrscheinlich ist. Dieser Betrachtungszeitraum wurde als obere Lebensdauergrenze von Netzkomponenten zugrunde gelegt.

$e^{-\lambda_{\text{res}} t}$: Wahrscheinlichkeit, daß zwei Komponenten während t nicht gleichzeitig ausgefallen sind.

$e^{-\lambda_{\text{res}} t} (\lambda_{\text{res}} t)$: Wahrscheinlichkeit, daß zwei Komponenten während t einmal gleichzeitig nicht in Betrieb sind.

Die Summe beider Wahrscheinlichkeiten beträgt nahezu 1.

$$e^{-\lambda_{\text{res}} t} (1 + \lambda_{\text{res}} \cdot t) \approx 1$$

- 3) Vereinfachend seien 100 mögliche Doppelausfallkombinationen mit gleicher resultierender Ausfallrate λ_{res} angenommen.

$$\begin{aligned} \text{Beispiel : } \lambda_{1,2} &= 0,365 \cdot 10^{-4} \text{ 1/h} & \lambda_{\text{res}} &= 0,53 \cdot 10^{-8} \text{ 1/h} \\ \mu_{1,2} &= 0,5 \text{ 1/h} \end{aligned}$$

Die Wahrscheinlichkeit, daß davon 1 Doppelausfall während des Betrachtungszeitraumes $t=50a$ auftritt und die übrigen 99 Kombinationen nicht zu Doppelausfällen führen, beträgt

$$(e^{-\lambda_{\text{res}} \cdot t})^{99} (e^{-\lambda_{\text{res}} \cdot t} \cdot \lambda_{\text{res}} t) = 1,8 \cdot 10^{-3}$$

Da 100 solcher Kombinationen mit derselben Wahrscheinlichkeit $1,8 \cdot 10^{-3}$ bestehen, ergibt sich die Gesamtwahrscheinlichkeit, daß sich nur ein beliebiger Doppelausfall ereignet, zu $100 \cdot 1,8 \cdot 10^{-3}$.

Anhang V

Herleitung der in Gleichung (4.20) angegebenen Standardabweichung für die nach Gleichung (4.18b) berechnete Dichtefunktion

Die Zufallsvariable X besitzt die Dichtefunktion $f(x)$, aus der der Mittelwert $\bar{x}$ und die Standardabweichung σ^2 folgen zu

$$\bar{x} = \int_0^{\infty} f(x) \cdot x \cdot dx$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} f(x) \cdot (x - \bar{x})^2 dx$$

Die Dichtefunktion $f(x)$ setze sich aus den Exponentialfunktionen $f_1(x)$ und $f_2(x)$ zusammen.

$$f_1(x) = \frac{1}{\bar{x}_1} \cdot e^{-x/\bar{x}_1} ; f_2(x) = \frac{1}{\bar{x}_2} \cdot e^{-x/\bar{x}_2}$$

$$f(x) = f_1(x) + f_2(x)$$

$$\bar{x} = \bar{x}_1 + \bar{x}_2$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (f_1(x) + f_2(x)) \cdot (x - \bar{x})^2 dx$$

$$\sigma^2 = 2 \cdot (\bar{x}_1^2 - \bar{x}_1 \bar{x} + 0,5 \bar{x}^2) + 2 \cdot (\bar{x}_2^2 - \bar{x}_2 \bar{x} + 0,5 \bar{x}^2)$$

Anhang VI

Allgemeine Lösung für die Faltung unterschiedlicher Exponentialfunktionen

Es wird die allgemeine Lösung für die Faltung von $i = 1 \dots n$ Exponentialfunktionen $f_i(x)$ abgeleitet.

$$f_i(x) = \begin{cases} 0 & : x < 0 \\ a_i e^{-a_i x} & : x \geq 0 \end{cases}$$

Dabei wird angenommen: $a_i \neq a_j, i \neq j$

$$\text{Behauptung: } f_1(y) \cdot f_2(y) \dots f_n(y) = \sum_{i=1}^n \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} f_i(y), y \geq 0$$

Beweis: Induktion über n ($n \geq 2$)

$$f_1(y) \cdot f_2(y) = \int_0^{\infty} f_1(y-x) \cdot a_2 \cdot e^{-a_2 x} dx = ?$$

$$y \leq 0 : x \geq 0 \rightarrow y-x \leq 0 \rightarrow f_1(y) \cdot f_2(y) = 0$$

$$y \geq 0 : f_1(y-x) = 0 \quad \text{für } y < x$$

$$\begin{aligned} f_1(y) \cdot f_2(y) &= \int_0^{\infty} a_1 \cdot e^{-a_1 \cdot (y-x)} \cdot a_2 \cdot e^{-a_2 \cdot x} dx = \\ &= \frac{a_2}{a_2 - a_1} f_1(y) + \frac{a_1}{a_1 - a_2} f_2(y) \end{aligned}$$

$$n \rightarrow n+1$$

$$f_1(y) \cdot f_2(y) \dots f_n(y) \cdot f_{n+1}(y) = (f_1(y) \cdot f_2(y) \dots f_n(y)) \cdot f_{n+1}(y)$$

$$\begin{aligned} &= \int_0^{\infty} f_1(y) \dots f_n(y-x) \cdot a_{n+1} \cdot e^{-a_{n+1} x} dx = \\ &= \sum_{i=1}^n \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left(\frac{a_j}{a_j - a_i} \right) \int_0^{\infty} \underbrace{f_i(y-x) \cdot a_{n+1} \cdot e^{-a_{n+1} x}}_{= f_i \cdot f_{n+1}(y)} dx = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= \sum_{i=1}^n \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left(\frac{a_j}{a_j - a_i} \right) \left(\frac{a_i}{a_i - a_{n+1}} f_{n+1}(y) + \frac{a_{n+1}}{a_{n+1} - a_j} f_i(y) \right) = \\
 &= \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} \frac{a_{n+1}}{a_{n+1} - a_i} f_i(y) + f_{n+1}(y) \sum_{i=1}^n \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} \frac{a_i}{a_i - a_{n+1}}
 \end{aligned}$$

Behauptung (Beweis s. unten)

$$\begin{aligned}
 &= \sum_{i=1}^n \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} \frac{a_{n+1}}{a_{n+1} - a_i} f_i(y) + f_{n+1}(y) \prod_{j=1}^n \frac{a_j}{a_j - a_{n+1}} \\
 &= \sum_{i=1}^{n+1} \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+1} \frac{a_j}{a_j - a_i} f_i(y)
 \end{aligned}$$

Behauptung :

$$\sum_{i=1}^n \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} \right) \frac{a_i}{a_i - a_{n+1}} = \prod_{j=1}^n \frac{a_j}{a_j - a_{n+1}}$$

Beweis : Induktion über n

$$\begin{aligned}
 n = 2 : & \quad \frac{a_2}{a_2 - a_1} \frac{a_1}{a_1 - a_3} + \frac{a_1}{a_1 - a_2} \frac{a_2}{a_2 - a_3} = \\
 &= \frac{a_1 a_2 (a_2 - a_3) - a_1 a_2 (a_1 - a_3)}{(a_2 - a_1) (a_1 - a_3) (a_2 - a_3)} = \frac{a_1 a_2}{(a_2 - a_3) (a_1 - a_3)}
 \end{aligned}$$

$n \rightarrow n + 1$

$$\prod_{j=1}^{n+1} \frac{a_j}{a_j - a_{n+2}} = \left(\prod_{j=1}^n \frac{a_j}{a_j - a_{n+2}} \right) \frac{a_{n+1}}{a_{n+1} - a_{n+2}} =$$

Induktions-Annahme

$$\begin{aligned}
 &= \left(\sum_{i=1}^n \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} \right) \frac{a_i}{a_i - a_{n+2}} \right) \frac{a_{n+1}}{a_{n+1} - a_{n+2}} = \\
 &= \sum_{i=1}^n \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} \right) \frac{a_i a_{n+1}}{\underbrace{(a_i - a_{n+2})(a_{n+1} - a_{n+2})}} = \\
 &\quad \left(\frac{a_{n+1} a_i}{(a_{n+1} - a_i)(a_i - a_{n+2})} + \frac{a_{n+1} a_i}{(a_i - a_{n+1})(a_{n+1} - a_{n+2})} \right) \\
 &= \underbrace{\sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+1} \frac{a_j}{a_j - a_i} \frac{a_i}{a_i - a_{n+2}}}_{a} + \sum_{i=1}^n \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} \frac{a_{n+1} a_i}{(a_{n+1} - a_{n+2})(a_i - a_{n+1})} \\
 &= a + \left(\sum_{i=1}^n \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{a_j}{a_j - a_i} \frac{a_i}{a_i - a_{n+1}} \right) \frac{a_{n+1}}{a_{n+1} - a_{n+2}} = \\
 &= a + \prod_{i=1}^n \frac{a_j}{a_j - a_{n+1}} \frac{a_{n+1}}{a_{n+1} - a_{n+2}} = \\
 &= \sum_{i=1}^{n+1} \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+1} \frac{a_j}{a_j - a_i} \right) \frac{a_i}{a_i - a_{n+2}}
 \end{aligned}$$

Lebenslauf

Hartmut Peters, geb. am 4.3.1949

in Blätz/Bez. Magdeburg

Eltern: Dipl.-Phys. Werner Peters und
Ingeborg Peters, geb. Stauch

Ausbildung:

Grundschule: Hermann-Löns-Schule in Berlin
seit Ostern 1955

Gymnasium: Carl-Friedrich-von-Siemens-Schule
in Berlin seit April 1961

Abitür: Februar 1968

Grundpraktikum: Siemens-Dynamowerk Berlin
1.4.68-30.9.68

Fachpraktikum: Lastverteilung Wendlingen der Energie-
versorgung Schwaben AG, Juli/August 72

Studium der: ab WS 1968/69 TU Berlin

Elektrotechnik:

Diplom: Juli 1974

Berufstätigkeit: Wissenschaftlicher Mitarbeiter am
Institut für Starkstromanlagen TU Berlin
Oktober 1974-September 1975

Wissenschaftlicher Assistent am Lehrstuhl
für elektrische Energieversorgung der
Universität Erlangen-Nürnberg seit Oktober
1975

Druck: D. Gräbner, 8602 Altendorf - Tel. 09545/8791